

**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**

**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS**

**E.A.P. DE FÍSICA**

**Procedimientos físicos en la prospección de  
hidrocarburos**

**TESIS**

para optar el título profesional de Licenciado en Física

**AUTOR**

**Lucio Francisco Carrillo Verastegui**

**Lima – Perú**

**2010**

**A mis queridos padres y hermanos.....**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres por su infinita paciencia y dedicación.

A mi asesor, Mg. Ismael Saavedra Valdivieso por sus invalorable  
consejos.

# PROCEDIMIENTOS FISICOS EN LA PROSPECCION DE HIDROCARBUROS

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	3
RESUMEN	8
0. <b>Aplicación del Problema</b>	9
1. <b>Introducción</b>	10
1.1. Métodos Sísmicos	10
1.1.1. Reflexión sísmica	11
1.1.2. Refracción sísmica	12
1.2. Historia de la exploración sísmica	13
2. <b>Marco Teórico</b>	
2.1. Concepto de Rayo	15
2.1.1 Definición	15
2.1.2 Principio de Huygens	16
2.1.3 Principio de Fermat	16
2.1.4 Ley de Reflexión	17
2.1.5 Ley de Refracción	17
2.2 Concepto de Onda	18
2.2.1 Definición	18
2.2.2 Descripción de las ondas	18
2.2.3 Ondas Elásticas	18
2.2.4 Contenido espectral de las ondas	19
2.2.5 Interferencia	20
2.3 Principios de la Teoría de la Elasticidad	21
2.3.1 Esfuerzo	21
2.3.2 Deformación	21
2.3.3 Ley de Hooke	22
2.3.4 Constantes Elásticas en Medios Isotrópicos	23
2.3.5 Constantes Elásticas en Medios Anisotrópicos	25
2.3.6 Ecuación de la Onda	26
2.3.7 Velocidades de las Ondas Elásticas	28
2.4 Función de Transferencia	29
3. <b>Sísmica de Reflexión</b>	
3.1 Obtención de los registros sísmicos	31
3.1.1 Medida según la técnica CDP	31
3.1.2 Posición del Punto de Tiro	33

3.1.3 Producción de la señal sísmica/fuente de energía	35
3.1.4 Recomendaciones respecto a los Trabajos de Campo	36
3.2 Procesado de los registros sísmicos	37
3.2.1 Esquema general del procesado	37
 <b>4. Equipo de campo para reflexión</b>	
5.4. Equipo para exploración terrestre	41
5.4.1. Perforación	41
5.4.2. Explosivos como fuentes de energía	42
5.4.3. Geófonos	42
5.4.4. Amplificadores	43
5.4.5. Registro analógico de datos	43
5.4.6. Presentación visual de datos	43
 <b>5. Apéndice1 : Estudio de Campo</b>	45
 <b>6. Apéndice 2: Breve Introducción al Petrel</b>	50
 <b>7. Conclusiones</b>	60
 <b>8. Bibliografía</b>	61

## **Índice de Figuras**

Figura 1. Rayos sísmicos y frentes de onda	<b>16</b>
Figura 2. Leyes de reflexión y refracción	<b>17</b>
Figura 3. Onda armónica en un instante determinado	<b>26</b>
Figura 4. Diagrama de la Función de transferencia	<b>29</b>
Figura 5. Diagrama de la Función de transferencia por la geología	<b>29</b>
Figura 6. Diagrama de la Funciones de transferencia “de la medición”.	<b>30</b>
Figura 7. Dispositivo de registro CDP	<b>32</b>
Figura 8. Esquema de operación CDP	<b>32</b>
Figura 9. Elementos típicos de un registro sísmico de 48 canales	<b>33</b>
Figura 10. Importancia de una correcta selección de offset.	<b>34</b>
Figura 11. Zona útil y zona de ruido en los registros sísmicos. Importancia de la correcta selección del offset en la detección de reflexiones significativas	<b>34</b>
Figura 12. Determinación de la velocidad por suma de trazas a velocidad constante (paneles de velocidad). En este ejemplo es obvio que la velocidad correcta para el material situado por encima del reflector localizado a 130 ms es 1.200 m/s	<b>39</b>
Figura 13. Explicación de los conceptos de agrupamiento y suma de trazas para un caso simple de cobertura 4.	<b>40</b>
Figura 14. Maquinaria de perforación en prospección sísmica.	<b>41</b>
Figura 15. Presentación de un Geófono	<b>42</b>
Figura 16. Visualización de una interpretación sísmica mediante el software PETREL	<b>44</b>

## **Índice de Tablas**

Tabla 1. Periodos característicos de vibración de ondas sísmicas	<b>19</b>
Tabla 2. Algunos cocientes de Poisson	<b>25</b>
Tabla 3. Velocidades típicas de ondas P	<b>28</b>
Tabla 4. Particularidades de algunas de las fuentes de energía habitualmente utilizadas en estudios sísmicos de reflexión shallow	<b>36</b>

## RESUMEN

La escasez de tesis sobre geofísica en hidrocarburos ha sido uno de los motivos más fuertes que me han motivado a desarrollar esta tesis sobre las implicancias de la física en la geofísica–sísmica. Esta ciencia ha avanzado tanto en los últimos años que es difícil reflejar en una tesis de carácter introductorio, aunque sea de modo conciso, todos sus últimos adelantos.

La tesis está dividida en 4 capítulos, de los que el primero se dedica a repasar brevemente los métodos sísmicos, el segundo capítulo hace referencia a las nociones fundamentales de la teoría de ondas, el tercer capítulo nos explica la sísmica de reflexión, el cuarto capítulo nos especifica sobre los equipos para la exploración terrestre



# 1. Introducción

La exploración sismológica utiliza ondas elásticas generadas artificialmente para localizar depósitos de minerales (incluyendo hidrocarburos, yacimientos minerales, agua, depósitos geotérmicos, etc.). Mediante la exploración sismológica se obtienen datos correlacionados con otros datos geofísicos, obtenidos de pozos de sondeos y geológicos, y con conceptos de física y geología, pueden proporcionar información sobre la estructura y distribución de diversos tipos de rocas.

Los métodos de exploración sísmica se sustentan básicamente de la misma forma que las mediciones de los terremotos. A diferencia de los terremotos, las fuentes de energía de la exploración sísmica están controladas y son móviles; las distancias entre la fuente y los puntos de registro son relativamente pequeñas. Gran parte del trabajo sísmico consiste en la *cobertura continua*, en donde la respuesta de porciones sucesivas de tierra se muestra a lo largo de líneas de perfilaje. Los explosivos y otras fuentes de energía se usan para generar ondas sísmicas, y los tendidos de sismómetros o geófonos para detectar el movimiento de tierra resultante. Usualmente los datos se registran en forma digital en cinta magnética, de modo que se puedan usar procedimientos de computadora para acentuar las señales con respecto al ruido, extraer información significativa y presentar visualmente los datos de tal forma que se efectúe rápidamente una interpretación geológica.

Generada la onda sísmica se mide el tiempo requerido para que estas viajen desde la fuente hasta una serie de geófonos, distribuidos usualmente a lo largo de una línea recta orientada hacia la fuente. Si se conoce los tiempos de viaje hasta los diversos geófonos y la velocidad de las ondas, entonces se pueden reconstruir las trayectorias de las ondas sísmicas.

El objetivo de la exploración sísmica consiste en deducir información acerca de las rocas, especialmente de las posiciones de las capas, partir de los tiempos de llegada observados y (hasta cierto límite) de las variaciones en la amplitud, frecuencia y forma de las componentes longitudinales y transversales de la onda sísmica.

## 0. Planteamiento del problema

La escasa experiencia profesional para identificar cuáles son los problemas a resolver al ejercer la profesión del físico. Los físicos siempre tienen más vivencias de investigadores científicos, que de profesionales porque para ello tienen que conectarse con la empresa, la industria o hacer su propia empresa. Una tarea que por el momento resulta complicado o más propia de las profesiones de ingeniería, en nuestra realidad, más no así en otros escenarios de la globalización.

Los físicos son solicitados para resolver problemas industriales, seguridad, analistas de datos por instrumentación, realiza simulaciones, maneja instrumentación, prepara muestras.

El problema es que teniendo diversas herramientas para desarrollarse, como convencer que el físico teniendo aptitudes profesionales enriquecidas con las aptitudes académicas puede ser protagonista en la empresa. Es el caso de haber logrado durante un trabajo experimental de 12 meses, 50% en acciones operativas de prospección en hidrocarburos y 50% de cálculo informático, ha resultado que el físico se acopla muy bien, ofertando las mejores propuestas en la manipulación de equipos, la obtención de datos y el procesamiento informático. Esta es la dirección del enfoque de la tesis PROCEDIMIENTOS FISICOS EN LA PROSPECCION DE HIDROCARBUROS

Las herramientas utilizadas en el método de prospección sísmica son geófonos, sismógrafos, fuentes explosivas, cableado, software, entre los principales. Se originan ondas sísmicas, se detectan las señales estas son portadoras de la información estructural, se realizan levantamiento topográficos realizados en computadores de campo. Luego es transportada para alimentar el input del software aplicativo con la finalidad de procesar y obtener zonas de entrapamiento donde localiza el yacimiento del hidrocarburo.

La probabilidad del método de prospección sísmica (MPS) es alrededor del 60 %, califica la probable existencia del yacimiento .La etapa siguiente que no corresponde al trabajo de la tesis, es la perforación.

Tanto MPS como los métodos de perforación tienen altos riesgos económicos, la empresa puede invertir y no tener resultados de interés. Pero es fundamental realizar el MPS logrando obtener los datos con la participación de los profesionales más calificados.

## 1.1 Métodos sísmicos

### 1.1.1 Reflexión sísmica

En años recientes han cambiado considerablemente las técnicas sísmicas y existen muchas variaciones. La técnica que se describe a continuación proporciona los antecedentes para comprender las explicaciones subsecuentes.

Supóngase que se tiene una brigada terrestre que usa una carga explosiva como fuente de energía. El primer paso después de determinar las posiciones más adecuadas es la perforación de un pozo vertical en el suelo en el *punto de tiro*. El diámetro del pozo será quizá de 10 a 12 cm y su profundidad entre 6 y 30 metros, comúnmente. Se arma una carga de 1 a 25 kg de explosivo con una *capsula* detonante eléctrica y luego se coloca cerca del fondo del pozo. Se extienden dos alambres desde la capsula hasta la superficie, donde se conectan a un *detonador* que se usa para enviar corriente eléctrica a través de ellos a la capsula, que luego se detona iniciando la explosión de la dinamita (*el tiro*).

Se tienden dos cables de 2 a 4 km de largo en línea recta a cada lado del pozo de tiro que se va a detonar. Los cables contienen muchos pares de conductores eléctricos, y cada par termina en un conector eléctrico múltiple en ambos extremos del cable. Además, cada par de alambres se conecta a una de varias tomas que están espaciadas a intervalos de 25 a 100 m a lo largo del cable. A cada una de esta toma se conectan varios geófonos (sismómetros), de modo que cada par de alambres dentro del cable conduzcan la energía de salida de un grupo de geófonos hasta los instrumentos de registro. Debido al pequeño espaciamiento entre los geófonos del grupo, conectado a cada par de alambres, el grupo completo equivale aproximadamente a un solo geófono virtual situado en el centro del grupo. Usualmente se colocan 48 o más grupos de geófonos generan una señal que depende del movimiento del suelo en las cercanías del grupo. El resultado neto es la generación de señales que proporcionan información acerca del movimiento del suelo en un número de puntos regularmente espaciados (*los centros de grupo*) a lo largo de una línea recta que pasa a través del punto de tiro.

Las señales eléctricas provenientes de los grupos de geófonos van a igual número de amplificadores. Estos amplificadores incrementan la intensidad de la señal general y parcialmente eliminan (*filtran*) partes de la señal de entrada que se consideran indeseables. Las salidas de los amplificadores, junto con señales precisas para la medición de tiempo, se registran en cinta magnética y/o en registros de papel. Por lo tanto, los

datos registrados corresponden a varias *trazas*, cada una de las cuales muestra como varia el movimiento individual de un grupo de geófonos con respecto al tiempo posterior al tiro.

Comúnmente los datos se procesan para atenuar el ruido por *comparación* con la energía reflejada, basándose en las características que los diferencian entre sí, y los datos se presentan visualmente de forma adecuada para la interpretación.

Los eventos, es decir, las llegadas de energía que varían sistemáticamente de una traza a otra y que se piensa que representan energía reflejada, se identifican en los registros. Los tiempos de arribo (el intervalo entre el instante de tiro y la llegada de energía a un grupo de geófonos, también conocido como tiempo de viaje) de estos eventos se miden para varios grupos de geófonos. La posición y aptitudes de la interface que dio lugar a cada evento de la reflexión se calculan entonces a partir de los tiempos de llegada. La velocidad sísmica se requiere en el cálculo de la posición y la actitud de las interfaces. Los resultados se combinan en secciones transversales y mapas de contorno que representan la estructura de las interfaces geológicas responsables de los eventos.

Algunas veces los patrones que aparecen en los datos sísmicos se interpretan en términos de características estratigráficas o como indicadores de hidrocarburos. Sin embargo, la presencia o ausencia de hidrocarburos u otros minerales se infiere a partir de la información estructural.

### **1.1.2 Refracción sísmica**

La principal diferencia entre los métodos de reflexión y refracción consiste en que la refracción la distancia entre el punto de tiro y los geófonos es grande en relación con las profundidades de las interfaces, y pequeña o comparable con las profundidades en la reflexión. En consecuencia, las trayectorias de viaje en los trabajos de refracción son predominantemente horizontales, mientras que en los de reflexión son sensiblemente verticales. Las ondas precursoras o refracciones entran y salen de una capa de alta velocidad con el ángulo crítico y solamente se puede construir el mapa de una capa con velocidad significativa mayor que la de cualquier capa encima de esta. Por lo tanto, las aplicaciones de los métodos de refracción están más restringidas que las de reflexión.

### 1.1.3 Cronología de la exploración sísmica

- 1678 Ley de *HOOKE*.
- 1828 *POISSON* demuestra teóricamente la existencia separada de las ondas primarias (P) y secundarias (S).
- 1845 *MALLET* experimentó por primera vez con “Terremotos artificiales”, en un intento de medir las velocidades sísmicas.
- 1885 *RAYLEIGH* y 1911 *LOVE*, desarrollan la teoría de las ondas superficiales.
- 1888 Inicio de la exploración geofísica petrolífera con la construcción de la balanza de torsión por Barón *ROLAND VON EÖTVÖS*.
- 1898 *MILNE* propone el uso del sismógrafo para definir las condiciones del subsuelo.
- 1899 *KNOTT* desarrolló la teoría de la reflexión y refracción en interfases.
- 1913 *REGINALD FESSENDEN* fue el pionero en aplicar la prospección sísmica por reflexión.
- 1914 *LUDGER MINTROP* desarrolla el primer sismógrafo mecánico de precisión suficiente para realizar la exploración.
- 1919 *MINTROP*, patentó un método de refracción. Fundó una compañía que realizó la primera prospección por sísmica de refracción, con un sismógrafo mecánico (1922).

- 1924 Se prospectó el primer domo salino, al cual se encontraba asociado varios yacimientos de hidrocarburos. Se realizó con refracción sísmica en Texas, EE.UU.
- 1927 Se utilizó por primera vez, de manera comercial, el método de reflexión sísmica, para prospectar en el Campo Maud, de Oklahoma, EE.UU.
- 1930 Método de reflexión es más importante en comparación con el método de refracción.
- 1953 Los datos sísmicos se comenzaron a registrar en cintas magnéticas. Se empleó por primera vez, la caída de pesos como fuente de energía. Este mismo año, se desarrolló el método “Vibroséis”.
- 1956 Se patentó el método del “Common–Midpoint” (CMP).
- 1960 Se introdujo el registro digital.

## **2. MARCO TEÓRICO**

La propagación de ondas - cualquiera sea su naturaleza: mecánicas, electromagnéticas, etc. - puede ser explicada mediante dos conceptos fundamentales. Uno es el concepto de “rayo”, de la óptica geométrica, una simplificación de gran utilidad, cuyas bases axiomáticas son los principios de Fermat y Huygens. Este concepto es aplicable para analizar trayectorias (con excepciones, como el fenómeno de la difracción), como en el caso de la sísmica de refracción, en la que la propagación e interacción de las ondas con medios (suelo y roca) con propiedades variables se simplifica al hacer seguimiento a los rayos, que sufren los efectos de reflexión y refracción en las diferentes interfaces.

Las leyes de la óptica geométrica son fenomenológicas<sup>4</sup>, es decir que no tienen una realidad física, sin embargo, hoy se sabe cómo se relacionan estas leyes con propiedades del medio de propagación y ahí aparece otra utilidad del concepto para la Sismología, como campo que estudia ondas mecánicas (elásticas).

El otro concepto fundamental es el que parte de la naturaleza real de la onda como propagación de una perturbación, necesario para explicar todos aquellos fenómenos en los cuales son determinantes las propiedades de la onda, por ejemplo el fenómeno de la difracción, transmisión de energía, interferencia, polarización, la interacción de las ondas con propiedades del medio, etc.

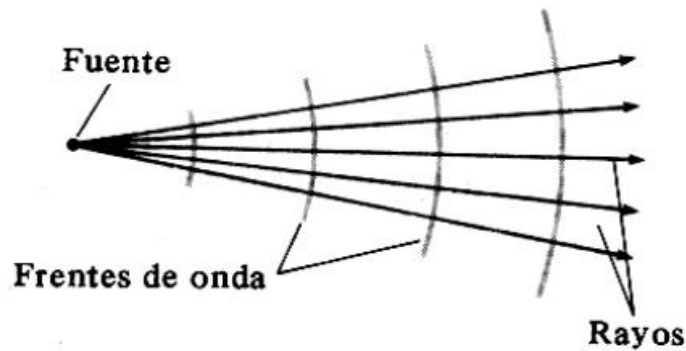
### **2.1 CONCEPTO DE RAYO**

#### **2.1.1 Definición**

En sismología el rayo sísmico no tiene realidad física, es una abstracción de la realidad. Se llaman rayos sísmicos a las líneas normales a los frentes de ondas sucesivos (Figura 1), es decir, la trayectoria de las posiciones ocupadas por un punto dado del frente de ondas a lo largo de todo su recorrido. En un medio homogéneo los rayos sísmicos serán líneas rectas. En medios estratificados con velocidades diferenciadas, los rayos, que se aproximarán a curvas de tiempo mínimo, pueden ser representados por varios tramos rectos en cada capa homogénea.

---

<sup>4</sup> Fenomenológico se refiere a que describen las manifestaciones o fenómenos de un proceso, y eventualmente los relaciona con causas, pero no explica estructura/proceso que las genera.



**Figura 1.** Rayos sísmicos y frentes de onda. Fuente Wikipedia

La propagación de los rayos sísmicos está gobernada por los principios de Huygens y Fermat. Además, los rayos siguen las leyes básicas de la óptica geométrica, de reflexión y refracción, cuando se encuentran con interfaces en suelo o roca.

### 2.1.2 Principio de Huygens.

El principio de Huygens establece que cada punto alcanzado por un frente de ondas actúa como origen de un nuevo frente de ondas que se extiende en todas las direcciones. Si el medio es homogéneo el frente de ondas es esférico en un momento cualquiera  $t$ ; un poco más tarde en el tiempo  $t + \Delta t$  cada uno de los frentes de onda habrá dado lugar a pequeños frentes de ondas esféricos de radio  $C * \Delta t$  donde  $C$  es la velocidad del medio. El nuevo frente de ondas, en el instante  $t + \Delta t$ , será la envolvente de todos los pequeños frentes de onda y, por tanto, será una superficie esférica concéntrica con la primitiva.

Si el medio no es homogéneo, cada elemento del frente de ondas se traslada paralelamente a sí mismo durante el lapso  $\Delta t$ , pero con velocidades distintas a lo largo del frente, por lo que el nuevo frente de ondas no será paralelo al primero [1].

### 2.1.3 Principio de Fermat.

Según el cual un rayo dado sigue, de un punto a otro, aquel camino que requiere el tiempo mínimo de recorrido[1]. La geometría de las trayectorias seguidas por los rayos está gobernada por este principio.



#### 2.1.4 Ley de reflexión.

Un rayo que incide en la interfaz entre dos medios, se refleja (parcialmente). El rayo incidente, la normal y el rayo reflejado están todos en un mismo plano. El ángulo de incidencia  $i_1$  es igual al ángulo de reflexión (Figura 2a).

#### 2.1.5 Ley de refracción.

Un rayo incidente sobre la superficie de separación (interfaz) entre un medio 1 y otro 2, además de reflejarse en el medio 1, se refracta hacia él (Figura 2b). El rayo incidente, la normal y el rayo refractado se encuentran en el mismo plano.

El ángulo de refracción  $i_2$  depende de las velocidades en los medios 1 y 2, y del ángulo de incidencia  $i_1$ , de acuerdo con la relación de Snell:

$$\frac{\text{sen } i_1}{\text{sen } i_2} = \frac{C_1}{C_2}$$

Donde  $C_1$  y  $C_2$  son las velocidades respectivas de los medios 1 y 2.



**Figura 2.** Leyes de reflexión (a) y refracción (b). Fuente wikipedia

En cierto ángulo de incidencia, conocido como **ángulo crítico**,  $i_c$  el ángulo refractado,  $i_2$  se refracta a  $90^\circ$  de la normal, de tal manera que él  $\text{sen } i_2 = \text{sen}(90) = 1$  así el ángulo crítico queda definido solamente por las velocidades de los estratos([2], [1]):

$$\text{sen } i_c = \frac{C_1}{C_2}$$

## 2.2 CONCEPTO DE ONDA

### 2.2.1 Definición.

El movimiento ondulatorio puede considerarse como un transporte de energía y cantidad de movimiento desde un punto del espacio a otro, sin transporte de materia.

Las ondas se clasifican en dos categorías: viajeras y estacionarias. En las primeras hay propagación de energía mientras que en las otras la energía asociada a la onda permanece confinada entre dos fronteras [3]

En la trayectoria de un frente de ondas se distinguen dos aspectos: 1) el movimiento de la onda a través del medio y, 2) el movimiento oscilatorio de las partículas del medio.

### 2.2.2 Descripción de las ondas

Los parámetros que se usan para describir una onda son: la frecuencia,  $f = 1/T$ , y la frecuencia angular,  $\omega = 2\pi/T$ , donde  $T$  es el periodo; y el número de onda,  $k = 2\pi/\lambda$ , donde  $\lambda$  es la longitud de la onda.

### 2.2.3 Ondas elásticas

Los sismos generan dos tipos de ondas elásticas que se propagan a través del medio: las ondas de cuerpo o de volumen, y las ondas superficiales. La velocidad de propagación depende de la densidad del medio y de sus propiedades elásticas, el módulo de incompresibilidad y el módulo de rigidez.

Las ondas elásticas generan fuerzas y deformaciones que obedecen la teoría de la elasticidad, en la cual los cuerpos sólidos tienen la propiedad de resistir cambios de tamaño o de forma, y de regresar a la condición no deformada cuando se eliminan las fuerzas externas.

### Ondas de volumen.

**Primarias o de compresión (ondas P):** son las que se propagan a mayor velocidad, por lo que a cualquier distancia del foco son registradas primero, de allí su nombre. Al propagarse hacen vibrar las partículas en el mismo sentido del tren de ondas, produciendo compresión y dilatación a su paso. Son conocidas también como ondas longitudinales.

**Secundarias o de cortante (ondas S):** Hacen vibrar las partículas en sentido perpendicular al de su propagación. Tienen velocidades menores que las ondas P. Si las partículas oscilan de arriba a abajo, la onda se llama SV, si las partículas oscilan en un plano horizontal se llaman SH. También son conocidas como ondas transversales.

### Ondas superficiales.

**Love (ondas L):** se propagan de forma similar que las ondas S haciendo vibrar las partículas horizontalmente en sentido perpendicular al de propagación, pero sin movimiento vertical.

**Rayleigh (ondas R):** tienen un movimiento similar al de las ondas en la superficie del agua, haciendo vibrar las partículas sobre un plano que apunta en dirección de la trayectoria de las ondas, con movimientos elíptico y vertical simultáneamente.

Las ondas L y R solo se propagan en discontinuidades de impedancia.

### 2.2.4 Contenido espectral de las ondas

Cada una de las ondas sísmicas presentadas tiene rangos de periodos de vibración característicos (Tabla 1).

En los métodos de refracción y reflexión de la geofísica aplicada, que miden principalmente la llegada de las ondas P, de frentes de ondas que se han refractado o reflejado en las diversas capas de suelo, las frecuencias asociadas con la reflexión se mantienen en una banda entre los 20 y 100 Hz, mientras que en la refracción se encuentran entre 1 y 20 Hz [1].

**Tabla 1.** Periodos característicos de vibración de ondas sísmicas.

Tipo de onda	Periodo (s)
Ondas internas	0,01 - 50
Ondas superficiales	10 - 350
Oscilaciones libres <sup>5</sup>	350 - 3600
<i>Fuente: Lay &amp; Wallace (1995)</i>	

### 2.2.5 Interferencia.

Cuando dos o más ondas coexisten en una misma región del espacio, se dice que se interfieren solo cuando las longitudes de onda son iguales. Esto es, que las ondas originales individuales se superponen para producir una onda resultante. Hay dos casos especiales en la interferencia de ondas: interferencia constructiva (e interferencia destructiva), y ondas estacionarias.

Cuando dos ondas armónicas con igual amplitud, período y fase se interfieren, la onda resultante tiene una amplitud igual al doble de las ondas originales, esto se conoce como interferencia constructiva. Cuando las ondas no tienen igual fase las crestas de una onda se superponen con los valles de la otra, esto se conoce como interferencia destructiva. Si el desfase es de  $180^\circ$  ó  $\pi$ , la amplitud resultante es igual a cero.

Si un tren de ondas se encuentra con una frontera (interfaz), la parte reflejada interfiere con la parte incidente del tren de ondas. Esta interferencia puede dar lugar a un patrón estacionario denominado onda estacionaria. Este tipo de ondas, de interés en muchos aspectos de la ciencia y la ingeniería, lo es también en algunos campos de la sismología.

La función de onda correspondiente a una onda estacionaria es:

$$y(x,t) = 2A \cos(\omega t) \sin(kx)$$

Donde  $A$  es la amplitud del desplazamiento máximo de una partícula desde su posición de equilibrio,  $\omega$  es la frecuencia angular y  $k$  es el número de onda, equivalente a  $2\pi/\lambda$ , donde  $\lambda$  es la longitud de la onda.

Una onda estacionaria no puede tener cualquier longitud. Solo puede tener alguna de las longitudes de onda específicas  $\lambda_n$ , que satisfagan las condiciones de contorno (tiempo de inicio y fin; distancia de inicio y fin). Como la frecuencia de una onda está relacionada con su longitud de onda según la expresión  $f = \lambda f$ , la frecuencia de una onda estacionaria está restringida a una serie de valores específicos o frecuencias naturales de vibración  $f_n$ . La frecuencia natural más baja se denomina frecuencia fundamental y las demás frecuencias naturales deben ser múltiplos enteros de la frecuencia natural de vibración[3].

---

<sup>5</sup> Oscilaciones libres, en sentido estricto, son todas, desde vibraciones instantáneas por explosiones hasta mareas terrestres; los grandes sismos pueden generar periodos hasta de 500".

## 2.3 PRINCIPIOS DE LA TEORÍA DE LA ELASTICIDAD

Una perturbación sobre un medio elástico, en función del tiempo (p. ej. un sismo, el impacto de un meteorito, una explosión nuclear, el golpe de un martillo sobre el suelo) genera ondas elásticas. Estas perturbaciones producen cambios locales en **esfuerzo** y **deformación**.

Para entender la propagación de las ondas elásticas es necesario describir cinemáticamente la deformación del medio y las fuerzas resultantes – esfuerzos -. La relación entre deformación y esfuerzo está gobernada por las **constantes elásticas**.

La relación de estas perturbaciones con el tiempo lleva a la **ecuación de las ondas elásticas**.

### 2.3.1 Esfuerzo.

Se define como la fuerza por unidad de área. Así, cuando una fuerza es aplicada a la superficie exterior de un cuerpo, el esfuerzo es la relación de la fuerza en el área sobre la cual es aplicada:

$$\tau = F/A$$

Si la fuerza es perpendicular al área se llama **esfuerzo normal** de compresión. Cuando la fuerza es tangencial al área el esfuerzo se conoce como **esfuerzo cortante** o de cizalla. Si se tiene un cuerpo de lados rectangulares de lado  $\delta_x, \delta_y, \delta_z$  en cada uno de los sentidos  $x, y$ , y  $z$  de los ejes cartesianos coordenados, entonces los esfuerzos normales se definen como:

$$\sigma_x = \frac{F_x}{\delta_y \delta_z}, \sigma_y = \frac{F_y}{\delta_z \delta_x}, \sigma_z = \frac{F_z}{\delta_x \delta_y}$$

### 2.3.2 Deformación.

Cuando un cuerpo elástico está sujeto a esfuerzos ocurren cambios en la forma y en las dimensiones. Estos cambios se conocen como deformaciones. Así, la deformación se define como un cambio relativo en la dimensión (volumen) o forma un cuerpo. Si se tiene un cubo de dimensiones  $X, Y$  y  $Z$  para cada uno de los ejes cartesianos  $x, y$ , y  $z$ , entonces se producirán dos tipos de deformaciones: normales y de cizalla.

La deformación primaria (o elemental) es la **deformación normal**. Según el eje cartesiano en que se produzca la fuerza se tendrá:

$$\begin{cases} \varepsilon_{xx} = \frac{\partial u}{\partial x} \\ \varepsilon_{yy} = \frac{\partial v}{\partial y} \\ \varepsilon_{zz} = \frac{\partial w}{\partial z} \end{cases}$$

Donde  $\partial u$ ,  $\partial v$  y  $\partial w$  son los cambios en longitud de cada lado del cubo en los ejes coordenados  $x$ ,  $y$ , y  $z$ , respectivamente.

La **deformación de cizalla** se define como la combinación de deformaciones en los planos  $xy$ ,  $xz$  o  $zy$  así:

$$\begin{cases} \varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx} = \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \\ \varepsilon_{yz} = \varepsilon_{zy} = \frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z} \\ \varepsilon_{zx} = \varepsilon_{xz} = \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \end{cases}$$

Los cambios en las dimensiones dadas por las deformaciones normales resultan de los cambios en el volumen, cuando el cuerpo es deformado. El cambio en volumen por unidad de volumen es llamado **dilatación**, que puede representarse con la siguiente fórmula:

$$\Delta = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}$$

$$\Delta = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z}$$

### 2.3.3 Ley de Hooke.

Para calcular las deformaciones cuando los esfuerzos son conocidos, se debe conocer la relación que existe entre el esfuerzo y la deformación. Cuando las deformaciones son pequeñas esta relación está dada por la Ley de Hooke, la cual establece que, dada una deformación, ésta es directamente proporcional al esfuerzo producido. Cuando existen varios esfuerzos, cada uno produce deformaciones, independiente de los otros esfuerzos, entonces el total de las deformaciones es la suma de las deformaciones individuales producidas por cada esfuerzo.

En medios isotrópicos es decir, cuando las propiedades o características del medio no varían, o no dependen de la dirección sobre la cual se aplican las fuerzas, la relación entre esfuerzo y deformación puede definirse de la siguiente forma:

$$\sigma_{ii} = \lambda \Delta + 2\mu \varepsilon_{ii}, \quad i = x, y,$$

$$\delta_{ij} = \mu \varepsilon_{ij}, \quad i, j = x, y, z, \quad i \neq j$$

Donde  $\lambda$  y  $\mu$  son las constantes elásticas de Lamé;  $\Delta$  es la dilatación y  $\varepsilon_{ii}$  y  $\varepsilon_{ij}$  las deformaciones,  $\mu$  es una medida a la deformación de cortante y es conocido como el **Módulo de rigidez** al cortante o módulo de cizalla. Los líquidos no oponen resistencia a la cizalla, por lo tanto  $\mu = 0$ .

### 2.3.4 Constantes elásticas en medios isotrópicos.

Las constantes que describen el comportamiento elástico en un medio isotrópico son los módulos de Lamé y de rigidez. Existen tres módulos adicionales que permiten describir también el comportamiento elástico en términos de los dos primeros módulos, ellos son:

1. Módulo de elasticidad,  $E$ .
2. Módulo de incompresibilidad,  $K$ .
3. Cociente de Poisson,  $\sigma$ .

En la litósfera las rocas se aproximan a medios isotrópicos, es decir que no lo son completamente. Especialmente las rocas sedimentarias y metamórficas presentan anisotropías. Por ejemplo, las rocas sedimentarias presentan diferencias en sus propiedades si son medidas en planos paralelos o perpendiculares al plano de estratificación [4].

#### (1) Módulo de elasticidad o de Young, $E$ .

Es la cantidad de esfuerzo por unidad de deformación.

$E = \text{Esfuerzo} / \text{Deformación}$

$E = \text{Fuerza por unidad de área} / \text{Cambio en longitud por unidad de longitud.}$

Considerando sólo esfuerzo normal el módulo elástico queda definido como:

$$E = \sigma_{ii} / \varepsilon_{ii}$$

Aplicando la Ley de Hooke se tiene:

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}$$

## (2) Módulo incompresibilidad, $K$ .

Es una medida de la resistencia de los materiales elásticos a la compresión, es decir, al cambio de volumen sin que varíe su forma. Si un cuerpo está sometido a esfuerzo de compresión en todas las direcciones, su volumen disminuirá una cantidad  $\varepsilon_{ii}$ . Así, el módulo de incompresibilidad es la relación entre el esfuerzo y el cambio unitario de volumen.

$K$  = Esfuerzo / deformación

$K$  = Presión / Cambio volumen por unidad de volumen.

Para definir el módulo de incompresibilidad, usualmente se supone que el cuerpo está sujeto solamente a la presión hidrostática, es decir:

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz} = -P$$

$$\sigma_{xy} = \sigma_{yz} = \sigma_{zx} = 0$$

Entonces el módulo de incompresibilidad queda definido como:

$$K = -\frac{P}{\Delta}$$

El signo menos es insertado para que  $K$  sea positivo.

Al sustituir según la Ley de Hooke se tiene:

$$K = \frac{3\lambda + 2\mu}{3}$$

## (3) Cociente de Poisson, $\sigma$ .

Es la relación entre las deformaciones unitarias transversal y longitudinal. Para definirla asúmase que todos los esfuerzos son cero excepto  $\sigma_{xx}$ . Entonces se tiene:

$$\sigma = -\frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{ii}} = -\frac{\varepsilon_{zz}}{\varepsilon_{ii}}$$

Donde el signo negativo es insertado para que el cociente sea positivo. Al reemplazar según las ecuaciones de la Ley de Hooke se obtiene:



$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$$

La relación de Poisson es una medida de la contracción lateral del material. En el caso de materiales elásticos varía entre 0 y 0,5. Como los líquidos no oponen resistencia a esfuerzo cortante,  $\mu = 0$ , entonces  $\sigma = 1/2$ . Valores en el rango  $0 < \sigma < 0,05$  corresponden a rocas muy duras; y rocas alrededor de 0,45 son muy blandas.

Para suelos,[5] encontró que: (1) valores de  $\sigma$  inferiores a 0,5 en suelos superficiales pueden indicar presencia de humus, sedimentos o suelos arcillosos; (2) valores alrededor de 0,1 en superficie pueden indicar saturación de aire o arenas de cuarzo puro; (3) el cociente de Poisson aumenta con la profundidad, lo que puede deberse a que los suelos y sedimentos cerca de la superficie son más jóvenes y mas compresibles que los suelos a mayores profundidades, menos compresibles y más plásticos. Adicionalmente, el mismo autor presentó una revisión de los estudios teóricos y experimentales relacionados con el cociente de Poisson, de la cual se extrajeron los siguientes resultados (Tabla 1) relacionados con suelos y depósitos sedimentarios:

**Tabla 2.** Algunos cocientes de Poisson [5].Fuente Wallace

Estudio	Resultados
Stokoe & Woods (1972)	$\sigma = 0,31$ para sedimentos no consolidados y no saturados.
Davis & Schulteiss (1980)	Rango entre $0,4982 < \sigma < 0,4997$ para arcillas.
Stuempel <i>et al.</i> (1984) Meissner <i>et al</i> (1995)	$\sigma = 0,49$ para sedimentos superficiales, arcillosos y saturados.
Tiab & Donaldson (1996)	Rango $0,14 < \sigma < 0,41$ para diferentes litologías y grados de saturación.

### 2.3.5 Constantes elásticas en medios anisotrópicos.

La propagación de ondas elásticas difiere significativamente entre medios materiales. Estos medios son isótropos o anisótropos:

- En los medios isotrópicos son suficientes dos variables elásticas, en cambio en los anisotrópicos se requieren 21 constantes elásticas independientes.
- Hay un fenómeno de **partición** de la onda (análogo al caso de óptica de doble refracción), para ondas con componentes transversales.

- Las ondas viajan a diferentes velocidades dependiendo de la dirección de propagación y de la polarización (aplica a ondas S u ondas superficiales).
- La polarización de las ondas de compresión y de cortante puede no ser perpendicular o paralela al frente de ondas.

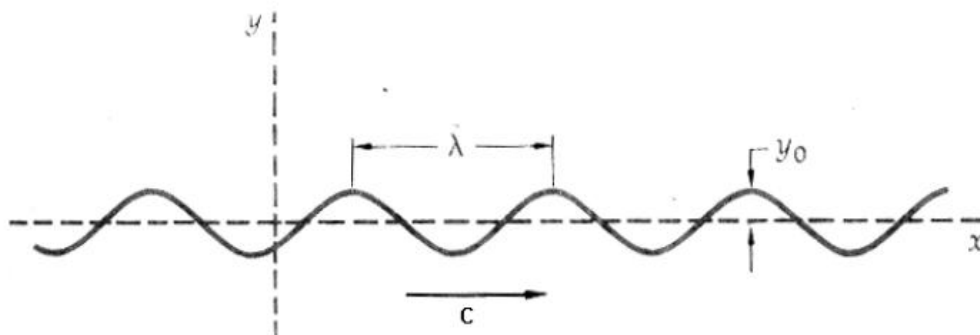
Los suelos, de gran interés en la geofísica, no se aproximan tanto como las rocas a medios isotrópicos. Para esto se supone que los medios están estratificados, y cada estrato es homogéneo e isotrópico, razón por la cual se pueden emplear las constantes que describen el comportamiento elástico isotrópico.

El coeficiente de Poisson puede ser un indicativo de anisotropía en depósitos sedimentarios. Así, por ejemplo, [6] en [5], demostró teóricamente que el rango  $-1,0 < \sigma < 0,5$  corresponde a suelos anisotrópicos. Por su parte [5] encontró que los valores negativos de  $\sigma$  en suelos pueden indicar anisotropía.

### 2.3.6 Ecuación de la onda.

#### Ecuación cinética fundamental.

Para describir la ecuación de movimiento fundamental de una onda, se puede considerar que una cuerda es desplazada hacia arriba y hacia abajo en uno de sus extremos, produciendo un tren de ondas sinusoidal que se propaga por la cuerda. A este tipo de ondas se le conoce como armónicas. La forma de la cuerda en un instante de tiempo es la de una función sinusoidal, como se muestra en la Figura 3



**Figura 3.** Onda armónica en un instante determinado. Fuente GETTYS, W, F. KELLER, M. SKOVE

La distancia entre dos máximos consecutivos de amplitud (o dos mínimos) se conoce como longitud de onda,  $\lambda$ . Cuando la cuerda se mueve hacia arriba y hacia abajo cada punto vibra a una frecuencia determinada,  $f$ .

Si se agita la cuerda por un tiempo,  $t$ , y a una frecuencia,  $f$  determinadas, el número de ondas,  $N$ , generadas será  $N = f * t$ . La distancia recorrida,  $D$ , por

la primera onda será  $D = C * t$ . El cociente entre  $N$  y  $D$  corresponde a la longitud de la onda:

$$\lambda = \frac{D}{N} = \frac{Ct}{ft} = \frac{C}{f}$$

De donde se obtiene la ecuación cinética fundamental de la teoría de ondas:

$$C = \lambda f$$

### **Ecuación de la onda en función de la distancia y el tiempo.**

Para describir la ecuación de la onda de un sólido elástico es necesario recurrir a la Ley de Newton.

$$F = m * a = \rho \left( \frac{d^2 u}{dt^2} \right)$$

Como la fuerza depende de la tasa de cambio espacial del esfuerzo, es obvio que si el esfuerzo es uniforme no hay fuerza. Por esta razón se puede recurrir entonces a la Ley de Hooke, que relaciona el esfuerzo en términos de la deformación.

Para una barra simple, donde el desplazamiento es  $u(x, t)$ :

$$\rho \left( \frac{d^2 u}{dt^2} \right) = m * a = \frac{\partial}{\partial x} \left( E * \frac{du}{dx} \right) = E \left( \frac{d^2 u}{dx^2} \right)$$

Como la velocidad de la onda longitudinal en una barra es:

$$Cp = \left( \frac{E}{\rho} \right)^{1/2}$$

por lo tanto:

$$\frac{d^2 u}{dt^2} = Cp^2 * \frac{d^2 u}{dx^2}$$

Que es lo mismo que:

$$\frac{d^2 u}{dx^2} = \frac{1}{Cp^2} * \frac{d^2 u}{dt^2}$$

Esta es la ecuación general de una onda. La ecuación se puede satisfacer para cualquier onda en una sola dimensión que se propaga sin dispersión o sin variación de forma [3].

### 2.3.7 Velocidades de las ondas elásticas.

En un medio homogéneo la velocidad de las ondas elásticas depende de la densidad de masa del suelo  $\rho$ , y de los parámetros elásticos: módulo de elasticidad, cociente de Poisson y módulo de rigidez.

La velocidad de las ondas P y S vienen dadas por las siguientes ecuaciones [7] :

$$C_p = \left[ \frac{E(1 - \sigma)}{\rho} (1 + \sigma)(1 - 2\sigma) \right]^{0.5}$$

$$C_s = \left[ \frac{\mu}{\rho} \right]^{0.5}$$

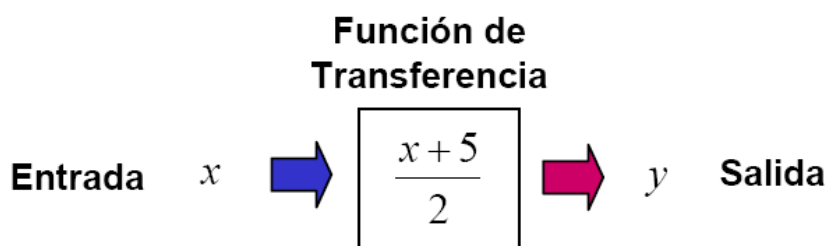
En la siguiente Tabla se presentan los valores típicos de la velocidad de propagación de las ondas P.

**Tabla 3.** Velocidades típicas de ondas P. Fuente Wallace

Medio	C <sub>p</sub> , m/s
Material superficial meteorizado	305 a 610
Gravas, guijo, arenas (seca)	468 a 915
Arena (húmeda)	610 a 1830
Arcilla	915 a 2750
Agua (dependiendo de la T° y contenido de sales)	1430 a 1680
Agua de mar	1460 a 1530
Arenisca	1830 a 3970
Shale (roca arcillosa que se parte en laminas)	2750 a 4270
Tiza (Chalk-arcillas)	1830 a 2970
Caliza (Limestone)	2140 a 6100
Sal	4270 a 5190
Granito	4580 a 5800
Rocas metamórficas	3050 a 7020

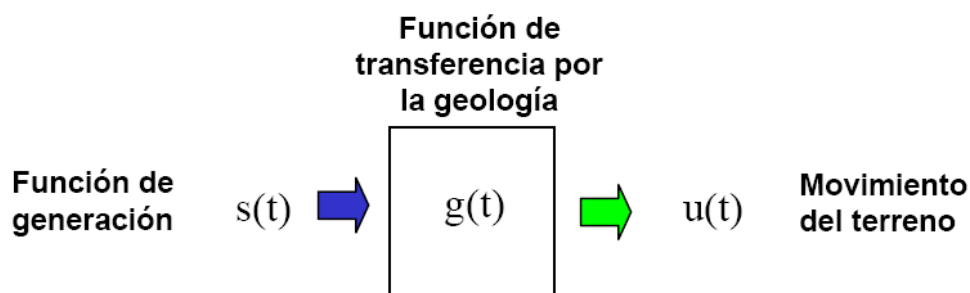
## 2.4 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA

En las últimas décadas se ha establecido como útil un formalismo originado en la teoría matemática de los sistemas, el concepto de “función de transferencia”, que define el comportamiento de un sistema transmisor, considerado como “caja negra”, mediante un modelo o fórmula matemática. En este concepto la función de salida de un sistema se define como la operación de la “función transferencia” sobre una función de entrada, como se ilustra en el ejemplo de la Figura 4.



**Figura 4.** Diagrama de la Función de transferencia. Fuente SALEM, H. S

En sismología el movimiento de las vibraciones en un sitio de observación,  $u(t)$  puede ser expresado como la función de generación de las ondas  $s(t)$  afectada por la función de transferencia debida a la propagación de las ondas a través de las estructuras geológicas  $g(t)$  (Figura 5).

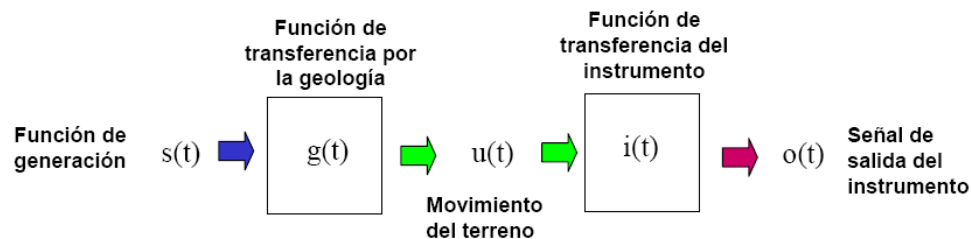


**Figura 5.** Diagrama de la Función de transferencia por la geología. Fuente SALEM, H. S

En la práctica, la observación de las vibraciones se hace a través de instrumentos especializados, los cuales actúan también como “cajas negras”, entre las vibraciones en el sitio de medición y los datos registrados de estas vibraciones.

Un instrumento se puede caracterizar formalmente mediante su función de transferencia, es decir, por su modelo matemático entrada/salida, en el que la entrada sería el movimiento real del terreno,  $u(t)$  y la salida la lectura en el instrumento. Las funciones de transferencia de instrumentos usados en sismología y geofísica suelen estar disponibles desde el fabricante.

Así, la señal de salida del instrumento,  $o(t)$ , puede ser expresada como resultado de la función de generación  $s(t)$  en combinación (matemáticamente una convolución) con la función de transferencia de la geología,  $g(t)$  y la función de transferencia del instrumento  $i(t)$  así:  $o(t) = s(t) * g(t) * i(t)$  (Figura 6).



**Figura 6.** Diagrama de la Funciones de transferencia “de la medición”. Fuente SALEM, H. S

El reto y problema de la sismología es encontrar las funciones de generación y de transferencia de los medios geológicos, mientras que la función de transferencia del instrumento es un problema que ha sido resuelto desde las disciplinas de la física y la electrónica.

Asumiendo que en todos los casos la función de transferencia del instrumento de observación es conocida, el problema de la sismología “se reduce” a la investigación de dos variables: función de generación y función de transferencia, lo que se hace a través de la medición de la tercera variable, el movimiento del terreno.

Una de las principales tareas de la sismología y la geofísica es describir las funciones de transferencia que afectan las ondas a su paso por las diferentes capas de suelo y roca, a partir de la medición de la “señal de salida”. Esto es conocido como el problema inverso o “deconvolución”.

### 3. Sísmica de Reflexión

El procesamiento consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados a los datos sísmicos adquiridos en el campo (datos brutos) con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad. El objetivo fundamental de todo procesamiento multiseñal es aislar en los registros las reflexiones de los otros eventos sísmicos que se superponen a ellas (ruido ambiental, *GR*, onda aérea, etc.). Actualmente, debido al gran incremento del volumen de datos (mayor capacidad instrumental) y al desarrollo de nuevos algoritmos (mayor potencia de cálculo), el dominio de las técnicas de procesamiento es el pilar básico de la prospección geofísica.

Otro factor decisivo en sísmica de alta resolución que afecta al procesamiento es la necesidad de preservar las altas frecuencias ya que las estructuras geológicas superficiales están en el límite de la detectabilidad sísmica y la aplicación de filtros para suprimir los eventos que no pertenecen a reflexiones caen, a menudo, en el mismo rango de frecuencias, de manera que cualquier disminución de este rango supone una menor definición de la sección sísmica.

Es también un precepto que todo algoritmo empleado durante el procesamiento debe preservar el máximo posible las reflexiones originales, de manera que su aplicación no se superponga a éstas creando "artefactos" que puedan considerarse como falsas reflexiones.

#### 3.1 Obtención de los registros sísmicos

##### 3.1.1 Medidas según la técnica *Common Depth Point*

El dispositivo de trabajo más utilizado para la obtención de los registros en los estudios *Sísmicos de Reflexión* superficial o *shallow* (**Fig. 7**), es el conocido como **CDP** (*Common Depth Point*). Su particularidad se basa en registrar las señales sísmicas provenientes de un mismo punto de un reflector del subsuelo para diversas combinaciones entre los puntos de tiro y los geófonos. Con este procedimiento es factible sumar en la fase de procesamiento de los datos todos los registros que tienen el mencionado punto reflector común y así mejorar la relación señal/ruido en la sección sísmica resultante del estudio. Cuanto mayor sea el número de trazas que se adicionan mejor será la mencionada relación.

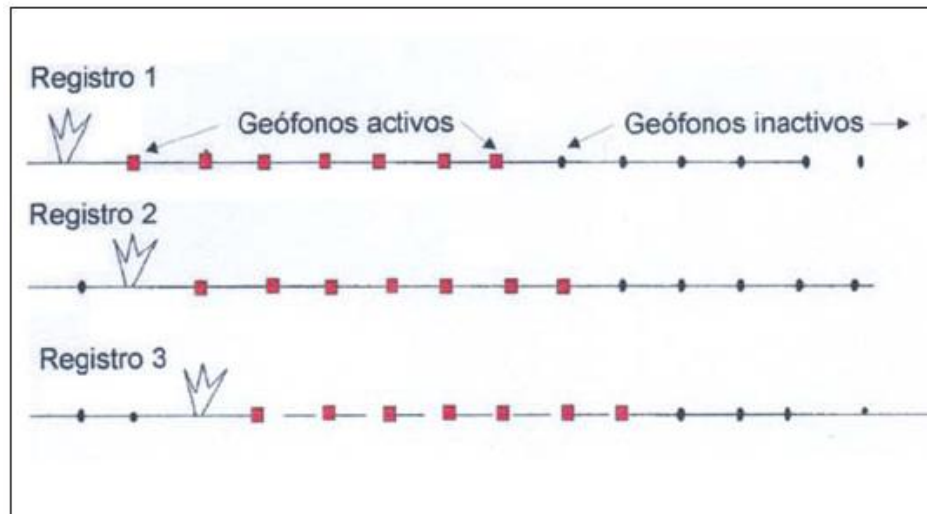


Fig. 7.- Dispositivo de registro CDP.

El modo operativo según la técnica **CDP (Fig.8)**, consiste en registrar mediante un dispositivo lineal de geófonos situados sobre el terreno las señales correspondientes a un determinado punto de tiro situado alineado con los geófonos y a una cierta distancia (*offset*) de uno de los geófonos extremos.

Es habitual disponer sobre el terreno un número de geófonos del orden del doble al de canales del sismógrafo utilizado para hacer los registros. Todos ellos se conectan a un sistema multicable que, a su vez, se conecta al sismógrafo. Una vez efectuado el registro correspondiente a un punto de tiro determinado, mediante un conmutador múltiple (*roll along switch*) se avanzan los geófonos activos una posición y se repite el proceso de registro desplazando igualmente el punto de tiro. Utilizando por ejemplo un sismógrafo de 48 canales, si para el tiro 1 los geófonos activos son los números del 1 al 48, en el tiro 2 serán desde el 2 al 49 y así sucesivamente.

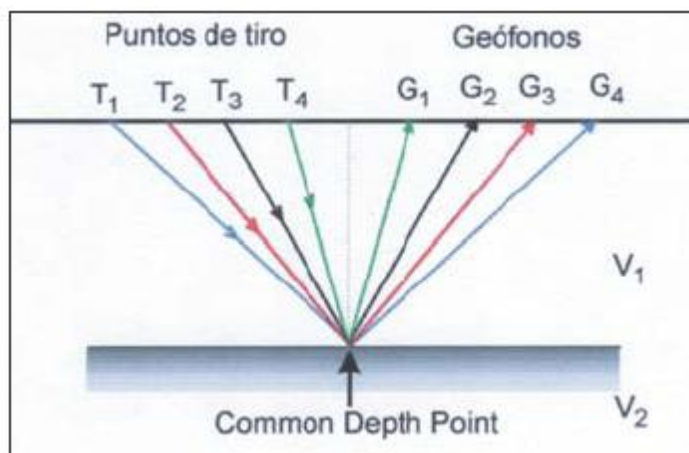


Fig. 8.- Esquema de operación CDP.



De acuerdo con este procedimiento y si el desplazamiento entre puntos de tiro es igual al intervalo entre geófonos, el número de trazas sísmicas que tienen un punto reflector común y que, por lo tanto, pueden sumarse es 12, 24 o 48 dependiendo de que se empleen sismógrafos de 24, 48 o 96 canales respectivamente. A este parámetro se le llama *cobertura (fold)*.

Es obvio el interés de que la cobertura sea lo más alta posible para aumentar la relación señal/ruido en las secciones sísmicas resultantes del procesamiento de los registros, y ello lleva a una primera conclusión importante en lo que respecta a la toma de datos: la conveniencia de utilizar sismógrafos con el mayor número de canales posible, como mínimo 24 y preferiblemente 48 (**Fig. 9**) ó 96 canales.

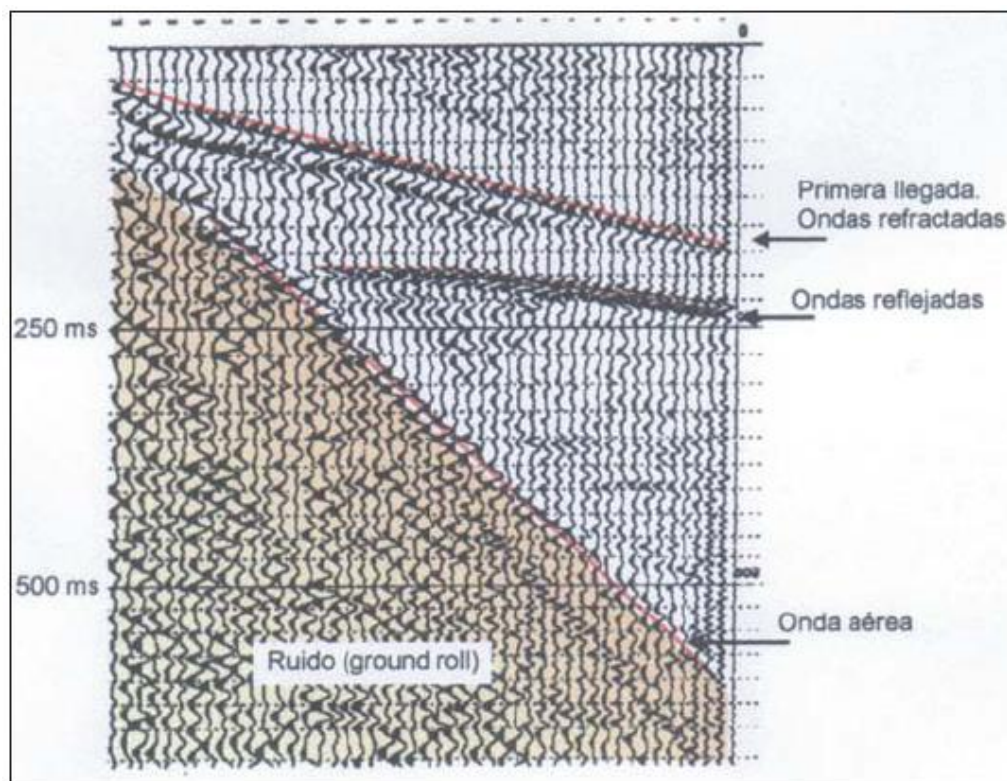


Fig. 9.- Elementos típicos de un registro sísmico de 48 canales. Además se observa que primero llegan las ondas refractadas y luego las reflejadas, esto debido a que se emplea la anulación de la expresión del tiempo total de viaje para el frente de onda, lo que corresponde a la aplicación del tiempo mínimo de "Fermat". Fuente Schlumberger

### 3.1.2 Posición del punto de tiro

La distancia (*offset*) entre el punto de tiro y el primer geófono activo del dispositivo de registro es un factor de fundamental importancia en la fase de trabajo de campo y debe determinarse en cada caso en función de la profundidad a investigar, velocidad de las capas del subsuelo, longitud del dispositivo de medida y espaciado entre geófonos.

En todo caso, la determinación del *offset* ha de hacerse *mediante ensayos de campo al inicio de los trabajos*, seleccionando un valor con el que se evite la superposición del ruido (ondas superficiales o *ground roll* y onda aérea) con las reflexiones significativas de las ondas de compresión. Es necesario insistir en la importancia de una adecuada selección del *offset* para cada estudio mediante ensayos al inicio de los trabajos. De este modo se pueden distribuir los geófonos activos en la posición que permita la mejor visualización de las reflexiones. Obsérvese en los esquemas de la **Fig. 10** la diferencia entre un registro con *offset* muy pequeño y, por tanto, inadecuado y otro con un *offset* adecuado para registrar las reflexiones de interés. En este último son claramente visibles reflexiones casi inexistentes en el primero al estar enmascaradas por la onda aérea y por las ondas superficiales (**Fig. 11**).

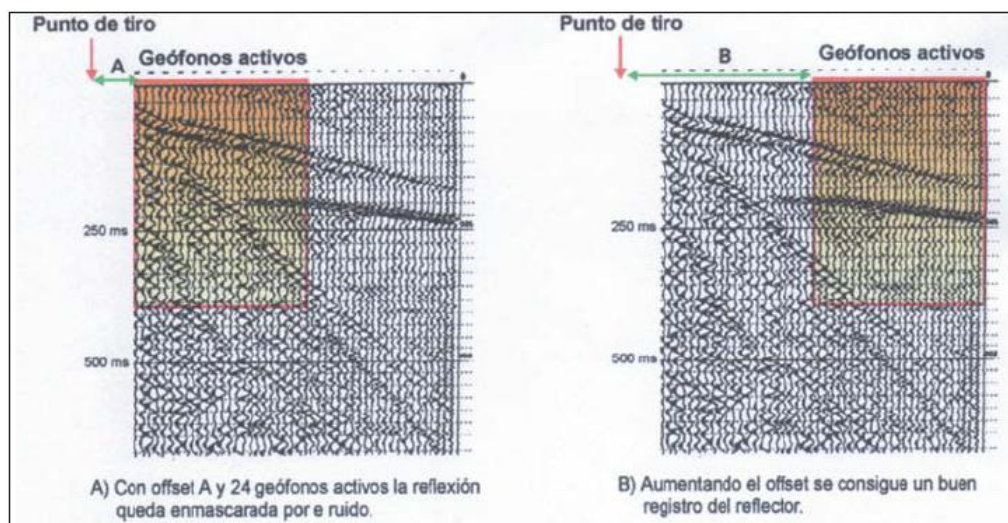


Fig. 10.- Importancia de una correcta selección de offset. Schlumberger

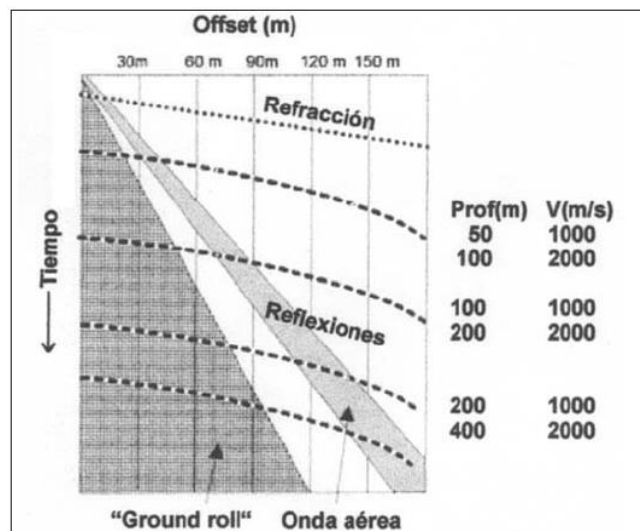


Fig. 11.- Zona útil y zona de ruido en los registros sísmicos. Importancia de la correcta selección del offset en la detección de reflexiones significativas. Schlumberger

### 3.1.3 Producción de la señal sísmica/ fuente de energía

En su tránsito por el subsuelo las ondas de compresión sufren una atenuación que reduce progresivamente su amplitud. En consecuencia la profundidad de investigación que se puede alcanzar en un estudio sísmico de reflexión está obviamente condicionada por la atenuación de la señal. Tal hecho lleva de inmediato a constatar la importancia de la amplitud de la señal original, es decir la importancia de la fuente de energía. Para el rango de profundidad a investigar mediante el método *Sísmico de Reflexión shallow* existen diversas alternativas en lo relativo a las fuentes de energía que se emplean habitualmente. Entre las más comunes cabe citar las siguientes:

- Impacto manual de un martillo de 6-8 kg sobre el terreno.
- Detonación de cartuchos especiales en pequeños sondeos (0,5 m). Por ejemplo, el sistema **SISSY** con cartuchos tipo *Dynergit* desarrollado por *Dynamit Nobel*, el *Betsy gun*, etc.
- Caída de masas aceleradas. En este grupo se incluyen por ejemplo los sistemas **EWG**, de la marca *Bison Instr.*
- Pequeñas cargas explosivas detonadas en el fondo de sondeos de poca profundidad (1-2 m).
- Vibradores.

Mejor que comentar las particularidades de cada una de las fuentes de energía mencionadas (**Tabla 4**), se considera pertinente remarcar cuáles son las condiciones ideales de generación y aplicación de las señales sísmicas. Éstas son:

- Que la señal sea de la mayor *intensidad* posible y, en este aspecto, es obvio que el orden de preferencia sería: explosivo, masas aceleradas, cartuchos especiales, etc.
- Que la señal sísmica tenga un espectro con un notable contenido en *altas frecuencias* para aumentar la resolución vertical de los registros.
- Minimizar el efecto de las *ondas superficiales* y de la *onda aérea* produciendo la señal en el fondo de pequeños sondeos y focalizando la energía hacia abajo.

En este sentido, los explosivos detonados en sondeos bien retacados son los más ventajosos, seguidos de los cartuchos especiales.

• Además de la propia fuente de energía, en la *transmisión y modificación de la señal* juegan un papel relevante las condiciones del subsuelo que actúa no sólo atenuando la señal, sino también como un filtro pasabajos eliminando selectivamente las altas frecuencias, lo cual reduce la resolución vertical de los registros. La eficacia de tal filtrado y la atenuación de la señal sísmica es máxima en terrenos secos y por ello la situación ideal para la realización de estudios sísmicos de reflexión es aquella en que la zona superficial está constituida por materiales granulares saturados.

	Martillo 7 kg	Cartuchos Dynergit	Caída de peso 30 kg/3 m	Explosivo 100-200 g	Explosivos especiales tipo pirotécnico 50-100 g
Energía (J)	100	80.000	900	340.000	100.000
Prof. investigada	Hasta 70-80 m	Hasta 200 m	Hasta 200 m	Hasta 500 m	Hasta 400 m
Frecuencia	5-50 Hz	60-150 Hz	10-70 Hz	5-200 Hz	10-150 Hz
Observaciones	Únicamente para estudios muy superficiales en condiciones favorables.	Efectivo pero caro por el coste de los cartuchos.	Exige poder llegar con vehículo a todos los puntos de tiro. Rápido y eficaz al operar por suma de golpes ( <i>stacking</i> ).	Muy eficaz. Difícil de conseguir los preceptivos permisos.	Fácil de conseguir y utilizar. Seguro. Muy eficaz. Barato. Posibilidad de stacking.

TABLA 4.- Particularidades de algunas de las fuentes de energía habitualmente utilizadas en estudios sísmicos de reflexión *shallow*. Fuente Wallace

### 3.1.4 Recomendaciones respecto a los trabajos de campo

Para finalizar el apartado relativo a la toma de datos, se ha de concluir que la obtención de buenos registros es condición necesaria para el éxito del estudio, y que depende exclusivamente de una selección juiciosa de los parámetros de adquisición, dando por sentado que se utiliza la instrumentación adecuada..

Los *tratamientos posteriores no son mágicos* y nunca pueden producir una sección sísmica fiable a partir de datos de mala calidad. En la bibliografía anglosajona existe la forma expresiva muy acertada, *garbage in, garbage out* (*Basura que entra – Basura que sale*). A modo de guía para potenciales usuarios del método *Sísmico de Reflexión* se remarca que conseguir buenos datos de campo requiere la ejecución de una serie de ensayos previos y el seguimiento de algunas normas de sentido común tales como:



- a) Determinar la geometría del dispositivo de medida, distancia entre trazas y *offset* en función de los objetivos a resolver.
- b) Localización cuidadosa de los perfiles sísmicos para evitar en la medida de lo posible las interferencias de tipo *cultural*.
- c) Selección de la fuente de energía y su modalidad de empleo determinando parámetros tales como número de golpes por punto de tiro cuando se opera por suma de golpes (*stacking*), cantidad de explosivo, profundidad de enterramiento del explosivo, etc.
- d) Parámetros de registro de los datos tales como longitud de los registros en tiempo, filtros, frecuencia de muestreo, etc.

## 3.2 Procesado de los registros sísmicos

### 3.2.1 Esquema general del procesado

No será desarrollada una descripción pormenorizada de las diferentes fases del tratamiento de los datos sísmicos que lleva desde los registros brutos hasta la sección sísmica. Es un proceso relativamente sencillo en sus conceptos pero complejo en su ejecución aunque normalmente se lleva a cabo en un PC mediante programas comerciales de costo razonable.

Tampoco en esto hay magia ni se requiere el empleo de potentes sistemas informáticos. En todo caso el *resultado final* de un estudio sísmico de reflexión es una *sección sísmica* en la que se puedan observar los diversos reflectores del subsuelo. Se trata de una sección *en el dominio distancia-tiempo* obtenida al agrupar las trazas **CDP** a lo largo del perfil de medida y cuya interpretación en términos geológicos constituye una tarea aparte que necesariamente requiere su transformación a una sección *distancia profundidad*.

Una secuencia típica de procesado de los registros en un estudio sísmico de reflexión es la siguiente:

- Lectura y ordenación de los ficheros que contienen los registros digitales de campo, con especial cuidado en la descripción detallada de la geometría del dispositivo de medida, coordenadas de los puntos de tiro y geófonos, etc. Esta fase es importante para el correcto agrupamiento posterior de todas las trazas **CDP**.
- Aplicación de un filtro pasabanda para eliminar cierto ruido de los registros. Principalmente se trata de eliminar la componente de baja frecuencia.
- Eliminación de trazas problemáticas o defectuosas debidas a fallos en el sistema de registro o afectadas por ruido puntual particularmente intenso.

- Agrupación de trazas **CDP**, es decir de todas las correspondientes a un mismo punto del reflector para diversas combinaciones entre puntos de tiro y geófono con una bisectriz común.
- Análisis de velocidad y corrección NMO (*normal move out*).
- Suma de trazas **CDP** para obtener una traza única por grupo
- Agrupamiento de las trazas suma resultantes de cada grupo para conformar la sección sísmica distancia-tiempo.
- Migración y/o deconvolución
- Filtrado **FK**, promediado de trazas, etc.

Cada una de estas operaciones es importante y su correcto desarrollo requiere la intervención de especialistas experimentados que decidan en cada caso la forma más eficaz de conseguir el resultado final que se pretende: que en la sección sísmica sean visibles las reflexiones de interés eliminando en la medida de lo posible el resto de las señales inútiles que puedan oscurecerlas (*ground roll*, onda aérea, difracciones, refracciones, etc).

Para conseguir este propósito se dispone de una herramienta fundamental, los ordenadores PC de gran potencia de cálculo y programas muy precisos. Sin embargo, no debe olvidarse que las decisiones corresponden al técnico y que de su acierto dependerá en parte la bondad de los resultados finales. Aunque no se van a describir cada uno de los pasos del procesado, si se pretende remarcar la importancia de algunos de ellos mediante un breve comentario en los epígrafes que siguen.

## Determinación de la velocidad

La velocidad de transmisión de las ondas de compresión por el subsuelo constituye la mayor indeterminación del método *Sísmico de Reflexión*. Sin embargo, el cálculo de la velocidad es importante no solamente para poder pasar de la sección sísmica (distancia-tiempo) a una sección distancia-profundidad interpretable en términos geológicos sino, también para realizar la corrección **NMO** (*normal move out*) que es fundamental en el proceso de agrupamiento y suma de trazas. Las técnicas para determinación de la velocidad van desde la *Sísmica de Refracción* para los niveles superficiales, a los ensayos de paneles de velocidad (**Fig. 12**), agrupando las trazas para diferentes valores de velocidad, análisis de la curvatura de las hipérbolas envolventes de las reflexiones en los registros brutos, registros sónicos en sondeos, etc.

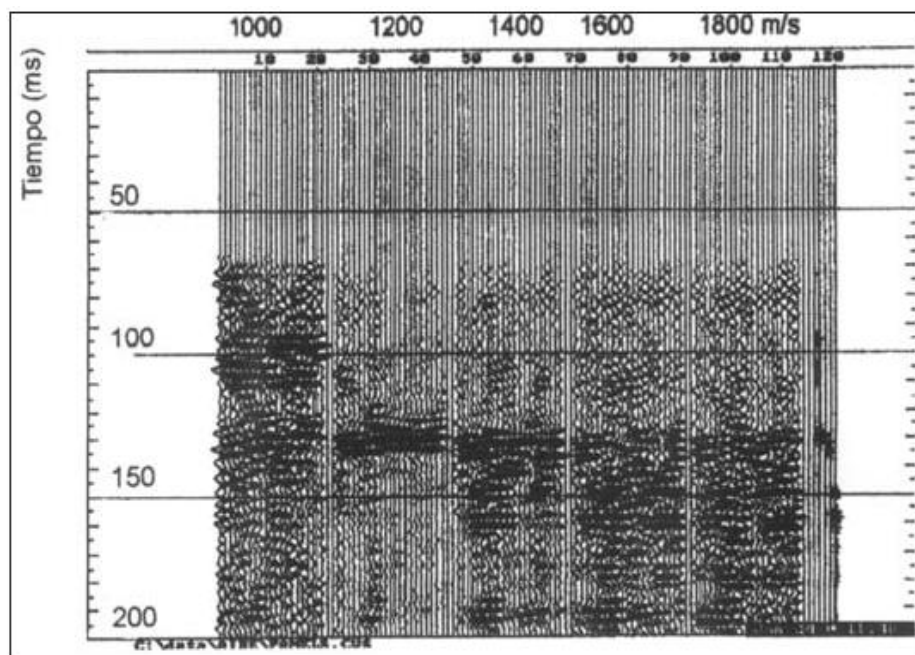


Fig. 12.- Determinación de la velocidad por suma de trazas a velocidad constante (paneles de velocidad). En este ejemplo es obvio que la velocidad correcta para el material situado por encima del reflector localizado a 130 ms es 1.200 m/s. Schlumberger

### Agrupación y suma de trazas CDP

Esta fase constituye la esencia del tratamiento de los registros sísmicos de reflexión. Se lleva a cabo ordenando todos los registros de campo y posicionándolos correctamente en función de la situación de cada punto de tiro y cada geófono del dispositivo de medida para agrupar todas las trazas que tengan un punto reflector común.

Si se opera con un dispositivo de 48 canales el número de trazas que cumplen esta condición es 24 por cada registro. La cobertura es pues de 24, o de 12 si se opera registrando con 24 canales activos en cada tiro. Cuanto más alta sea la cobertura mejor será la relación señal/ruido al sumar todas las trazas de cada grupo una vez realizada la corrección **NMO**, (**Fig. 13**).

### Tratamientos posteriores a la suma de trazas CDP

Mediante la representación conjunta de todas las trazas **CDP** correctamente posicionadas se obtiene una sección sísmica bruta. Para mejorar su apariencia es habitual someterla a algunos procesos de tipo *cosmético*. Conviene conocer cuáles son los más habituales y, por ello, se relacionan a continuación someramente.

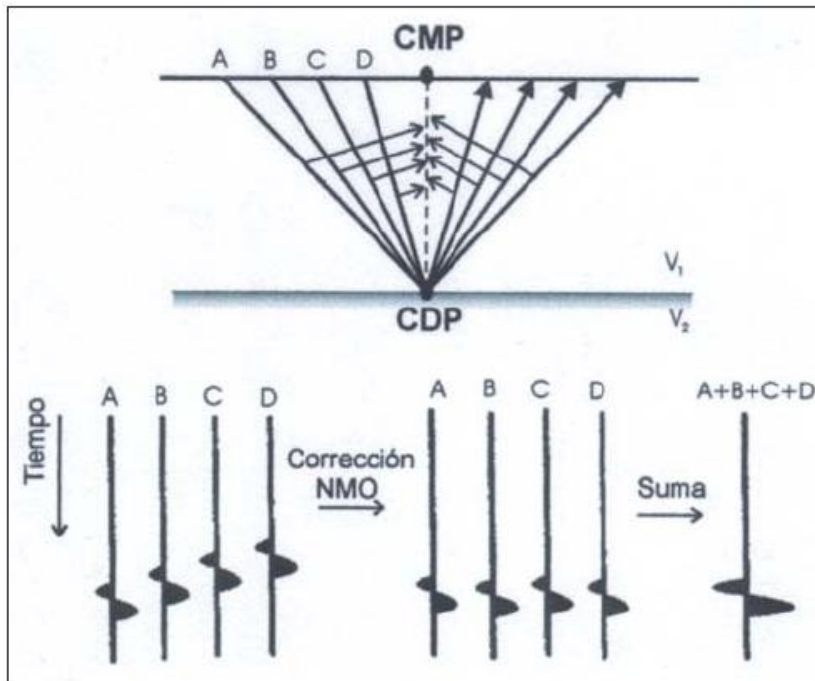


Fig. 13.- Explicación de los conceptos de agrupamiento y suma de trazas para un caso simple de cobertura 4. Normalmente se opera con cobertura 12, 24 ó 48. Schlumberger

- **Filtrado.** Tiene por objeto eliminar las bajas frecuencias que oscurecen al aspecto general de la sección sísmica.

- **Control Automático de Ganancia (AGC).** Su correcta aplicación permite aumentar la amplitud de las reflexiones más profundas de la sección sísmica que, normalmente, serán muy débiles en relación con las más superficiales.

- **Promedio de trazas contiguas.** Refuerza la señal de los reflectores y reduce el ruido de la sección.

- **Filtro FK.** Permite eliminar falsas reflexiones de aspecto lineal que a veces se generan durante el tratamiento de los datos. Su empleo es delicado porque puede eliminar reflexiones reales.

- **Correcciones estáticas.** Se efectúan para eliminar los efectos asociados a las variaciones de altitud a lo largo del perfil así como las variaciones de velocidad y de espesor de la zona superficial meteorizada.



- **Migración.** En presencia de contactos o de reflectores inclinados una señal reflejada no proviene necesariamente de la vertical de cada geófono sino del punto más próximo del reflector en cualquier dirección. Mediante la migración se corrige la posición e inclinación de los reflectores inclinados. Asimismo la migración hace desaparecer las hipérbolas de difracción que se producen por el efecto de reflectores puntuales.

## 4. Equipo de campo para reflexión

### 4.4 Equipo para exploración terrestre

#### 4.4.1 Perforación

Cuando se usa dinamita como fuente de energía, se perforan pozos para poder colocar el explosivo abajo de la capa de baja velocidad. Los pozos tienen aproximadamente de 8 a 10 cm de diámetro y de 6 a 30 m de profundidad, aunque en ocasiones tienen profundidades de 80 m o más. Normalmente los pozos se perforan con un equipo de perforación rotatoria, casi siempre montado en un camión, pero a veces en un tractor o vehículo anfibio para trabajar en áreas difíciles. Algunos equipos de perforación ligeros se pueden desarmar en unidades suficientemente pequeñas como para ser transportadas.



Figura 14. Maquinaria de perforación en prospección sísmica.

#### 4.4.2 Explosivos como fuentes de energía

Los explosivos fueron la única fuente de energía que se uso en la exploración sísmica hasta que se introdujo la caída de pesas en 1954. Aunque los explosivos ya no predominan continúan siendo una importante fuente de energía sísmica en trabajos terrestres. Se han usado dos tipos de explosivos: dinamita en forma de gelatina y nitrato de amonio.

#### 4.4.3 Geófonos

General. Los geófonos detectan energía que llega a la superficie del suelo; con frecuencia se denominan sismómetros, detectores, teléfonos o sismo detector. Aunque se han usado muchos tipos, los geófonos modernos son casi totalmente del tipo electromagnético de bobina móvil para trabajo terrestre y en pantanos y, algunas veces, para mediciones en pozos de sondeo.



Figura 15. Un Geófono registra energía SÍSMICA como un micrófono registra música

#### 4.4.4 Amplificadores

Si se exceptúan las señales muy fuertes que llegan inmediatamente después de detonar el tiro, la salida del geófono es demasiado débil para registrarla si no está amplificada. Asimismo, el amplio rango de amplitudes de salida del geófono se extiende desde unas decimas de voltio al inicio del registro, hasta casi  $1\mu V$  se pierden en un cambio relativo o rango dinámico de aproximadamente 100 dB.

Por lo tanto, además de amplificar señales débiles, generalmente el amplificador se necesita también para comprimir el rango de señales. Además, los amplificadores se usan para filtrar la salida del geófono, mejorando la señal en relación al ruido.

#### 4.4.5 Registro analógico de datos

Los registradores analógicos de cinta magnética tienen generalmente cabezas para registrar de 26 a 50 canales en paralelo. En los primeros años se usaba el registro directo; la salida del amplificador iba directamente a la cabeza grabadora; la intensidad de la magnetización de la cinta era proporcional a la corriente en la cabeza grabadora y por lo tanto proporcional también a la fuerza de la señal.

#### 4.4.6 Presentación visual de datos

Los datos registrados en cinta magnética se deben presentar en forma visual para el monitoreo y la interpretación. Será presentada una visualización de datos en el software de la empresa (PETREL).

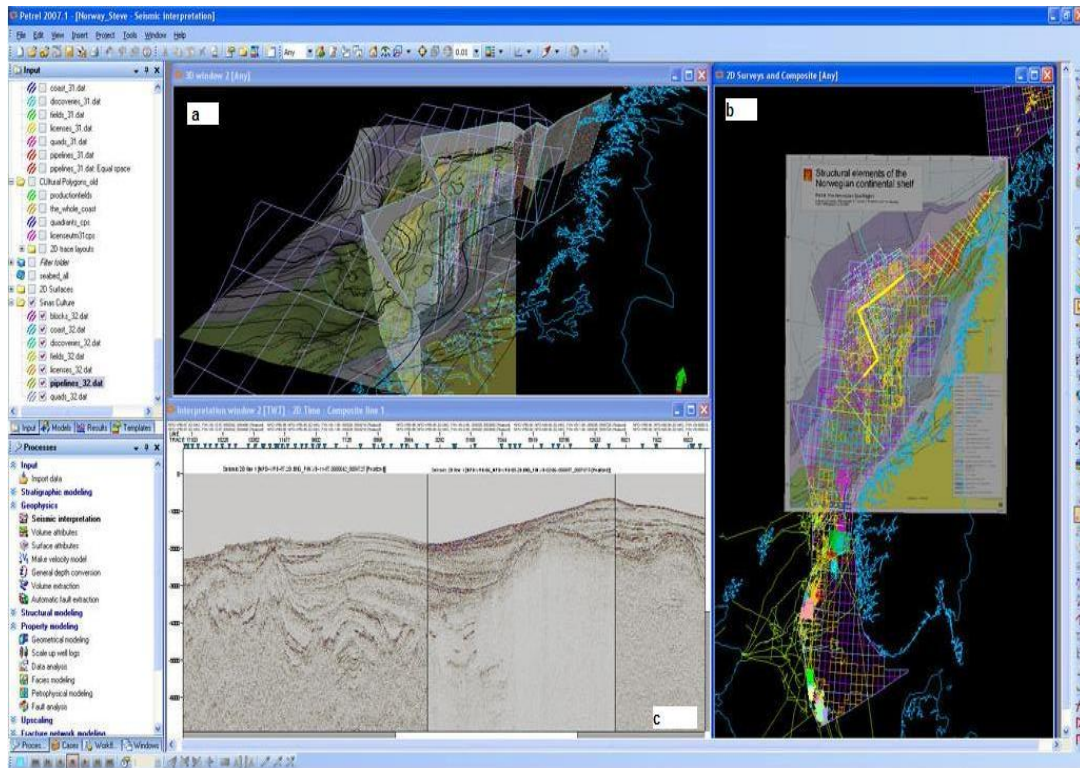
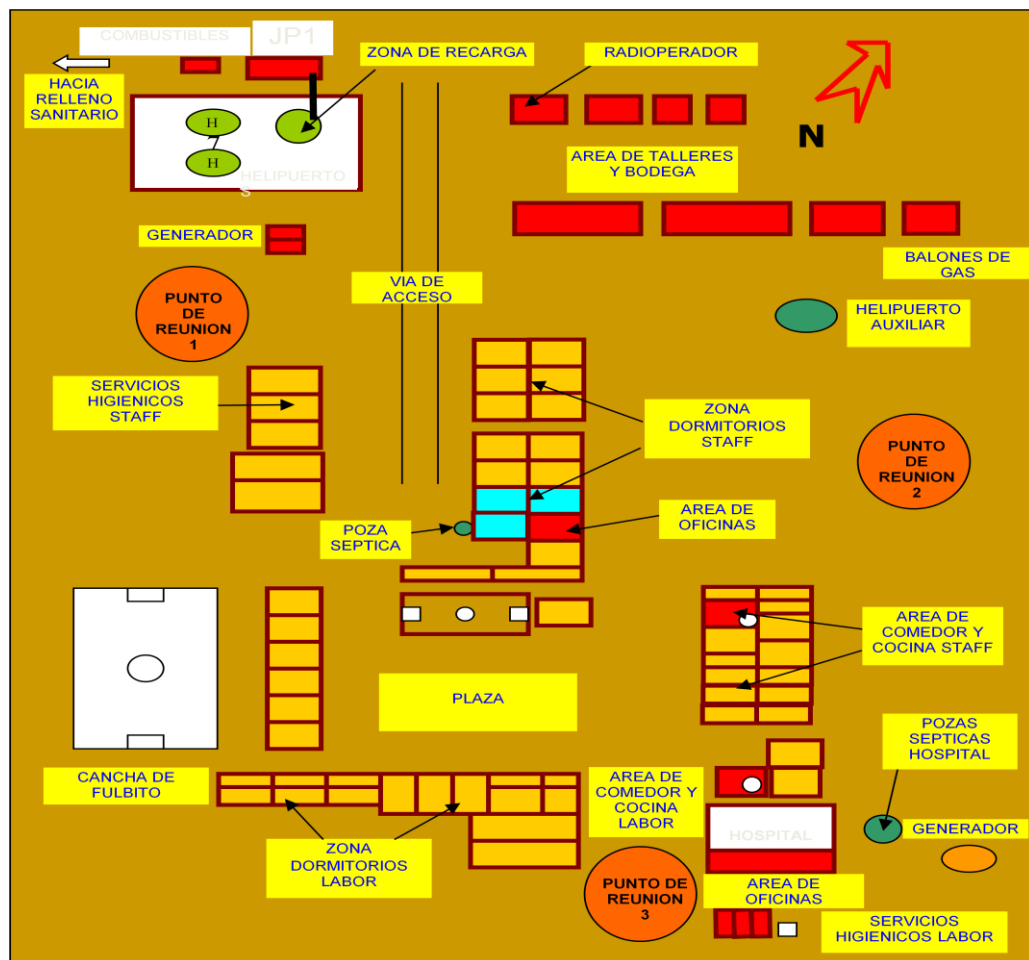


Figura 16. Visualización de una interpretación sísmica mediante el software PETREL (Schlumberger). En el grafico (a) se observa un levantamiento topográfico en 3D, en el grafico (b) se observa un enmallado en 3D de la prospección sísmica. En el grafico (c) se observa una sección sísmica finalizada y lista para la interpretación del especialista

## Apéndice 1: Estudio de Campo

El análisis que se va a presentar es un estudio realizado tanto en el departamento de exploración como en campo, es por eso que antes de seguir con mi tesis, quisiera dar, un agradecimiento a la Empresa Petrolera **SAPET DEVELOPMENT PERU INC.** Por haberme brindado la oportunidad de manejar el software Petrel y poder estar presente en la campaña sísmica realizada en la Cuenca Madre de Dios.

Antes de iniciar cualquier campaña sísmica, la empresa planifica y selecciona las áreas de estudio, luego coordina con el departamento de logística las necesidades que se puedan presentar para resolverlas con previsión de tiempo, ya que una vez iniciada la campaña, cada día perdido será un costo agregado a la empresa. A continuación se presenta un grafico de un campamento base en la selva.





Una vez establecido el campamento base, se coordinan reuniones con las comunidades vecinas, con el fin de no perjudicarlos y si existe la posibilidad de que la línea sísmica pase por su dominio, sedan el paso o en su defecto brindarles un aporte (científico o humanitario) con el fin de que no exista impedimento alguno en la campaña sísmica y seguir adelante con el objetivo de la empresa.



Luego de cumplidos los dos primeros objetivos, en el campamento base, se forman las cuadrillas que abrirán la trocha, la cual permitirá más adelante la colocación de los geófonos y explosivos, dichas trochas son señalizaciones de líneas mediante estaqueado y grabación de coordenadas finales para puntos de fuente y receptores.



Dependiendo del área se planifica la mejor ubicación de los puntos que servirán de base para la transmisión de señal a los receptores portados por el topógrafo ya que el método usado para el relevamiento es el diferencial, para trabajar a tiempo real.





Como siguiente paso se procede a la perforación y colocación de cargas explosivas



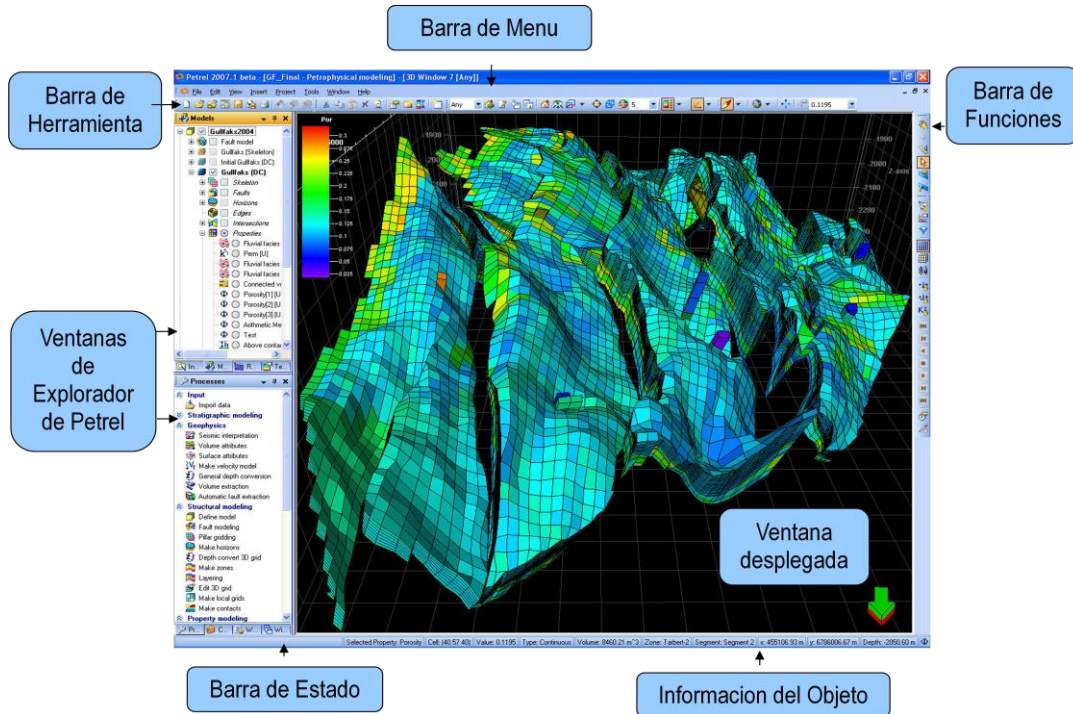


Como etapa final en el campo tenemos el registro o adquisición sísmica, esta etapa es una de las más importantes, ya que durante su obtención en el campo, debe existir un silencio total, debido a que el menor ruido causara dificultades en la interpretación y en muchos casos se tendrá que realizar nuevamente la toma de datos



## APENDICE 2: Breve Introducción al Petrel

### Interfaz del Usuario



### Abriendo y Guardando Proyectos en Petrel

**1. Abrir Proyecto (Open Project)**  
Abrir proyectos Ya guardado por Petrel. Cada uno de ellos tiene 2 archivos: **.pet** y **.dat** – El **.pet** señala los datos en la carpeta **.dat** asociada

**2. Guardar Proyecto (Save Project)**  
Guarda proyectos Petrel usando el mismo nombre. Tanto el archivo **.pet** como la carpeta **.dat** son actualizados

**3. Guardar Proyecto como (Save Project As)**  
Guarda un proyecto Petrel sugiriéndole al usuario un nuevo nombre. Se guardan tanto el archivo **.pet** como la carpeta **.dat**

**4. Guarda Automática (Automatic Save)**  
Guarda automáticamente el proyecto Petrel, sobrescribiendo la versión guardada. **Debe ser usado con precaución**

**5. Directorio Limpia Proyectos (Clean Project Directory)**  
Quita las copias respaldadas (.bak) del archivo **.pet** de su directorio Petrel



## Explorador de Petrel

### Tab de Entrada (Input)

Contiene todos los datos importados y todos los archivos generados no relacionados a la cuadrícula en 3D.

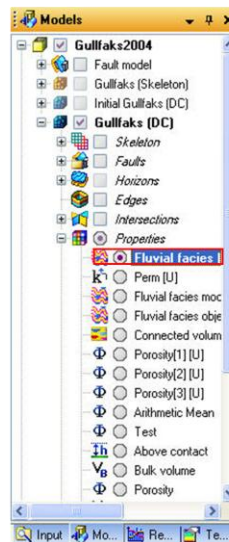
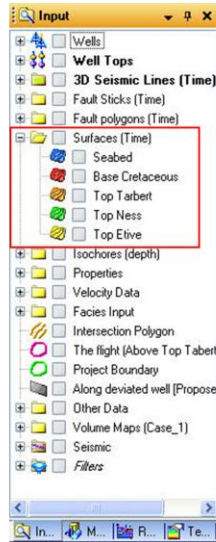
+/- Las carpetas pueden ser cerradas y expandidas.

### Tab de Modelos (Models)

Contiene todos los modelos de Falla y cuadrículas en 3D con fallas, zonas y propiedades.

### Item Resaltado

Haga click en el nombre de un objeto para activarlo.



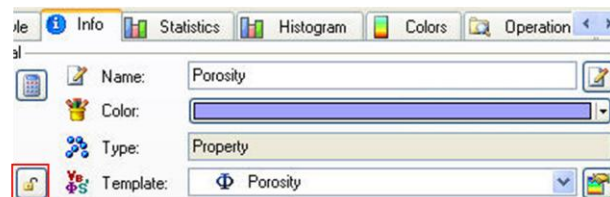
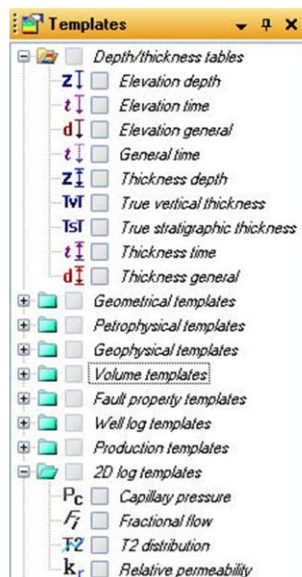
## Explorador de Petrel

### Tab de Plantillas (templates)

Contiene plantillas predefinidas y definidas por el usuario.

### Tabla única de color

Una plantilla a color puede ser fijada y editada para un objeto individual.



### Stand alone color table:

- If this is on, the object will own its own property template, allowing you to change the color table for only this object
- In order to change the colors or the levels on the unique color table, go to the 'Colors' page and not to the attached property template settings.

## Diagrama de Proceso – Todos los Módulos Disponibles

### Geofísica

Interpretación sísmica,  
Sintéticos, Atributos y  
Conversión de  
profundidad

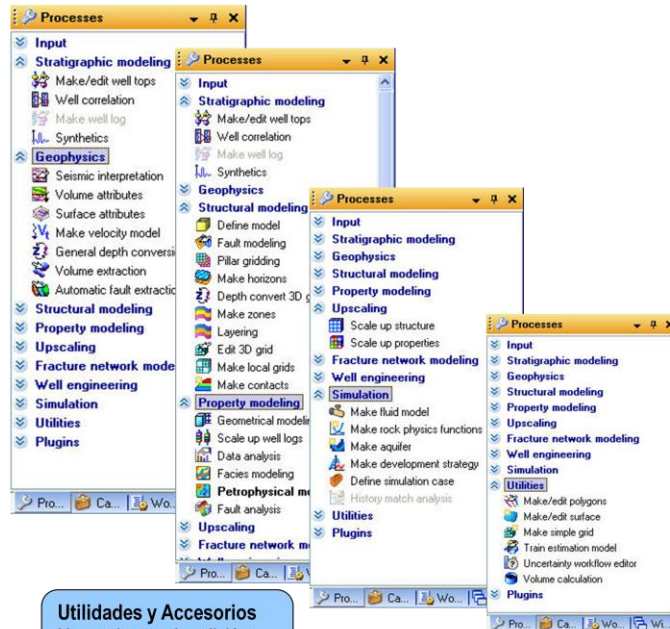
### Modelado

Modelado de Correlación,  
Estructural y de  
Propiedad

### Elevación a Escala Mayor y Simulación (Upscaling & Simulation)

Elevación a Escala Mayor  
(upscaling), Sello de Falla,  
LGRs, Líneas de  
Corriente, ECLIPSE y  
Funcionalidad de  
cronograma

Utilidades y Accesorios  
Herramientas de edición,  
Volumétricos, API's etc.



## Diagrama de proceso y barra de funciones

### 1. Proceso Activo

Un proceso necesita estar activo  
(resaltado) para ser usado.

### 2. Barra de Funciones

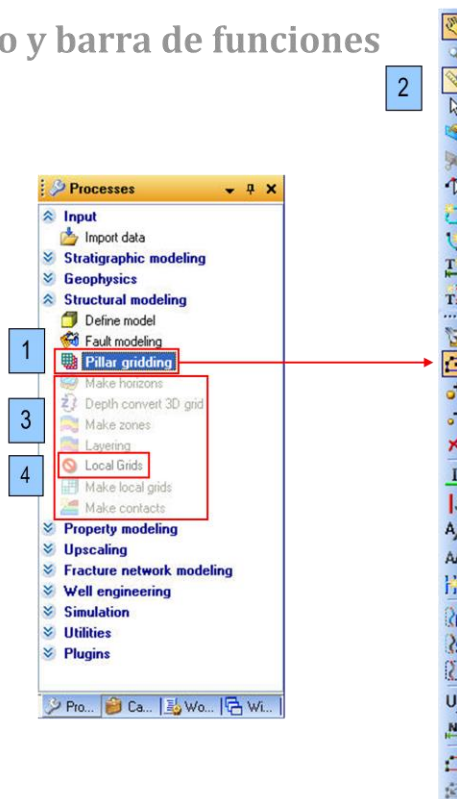
Muestra las herramientas  
disponibles para el proceso  
seleccionado.

### 3. Procesos Grisáceos

No están disponibles debido a  
que un proceso anterior no ha  
sido completado.

### 4. Signo de stop en rojo

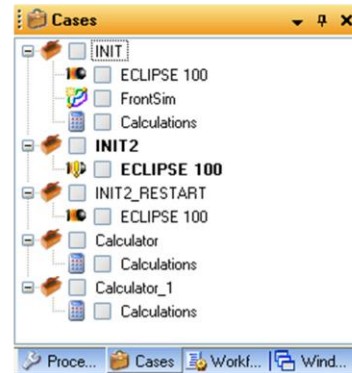
El permiso es limitado y no  
incluye el módulo "detenido"  
("stopped")



## Casos y Resultados

### Tab de Casos y Resultados (Cases and Results)

El diseño del tab de Casos y Resultados es para permitir que la misma instalación para la ejecución de simulaciones de ECLIPSE y Líneas de Corriente pueda asimismo ejecutar Volumétricos simples.



## Volumen de Trabajo y pestañas de Ventanas

### Tab de flujo de trabajo

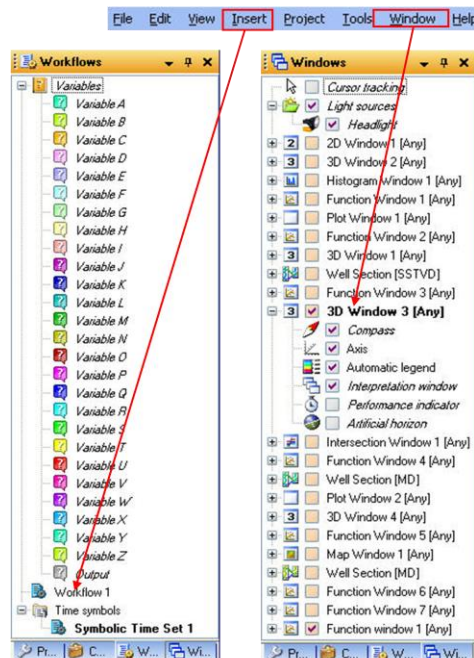
Almacena flujos de trabajo creados por el Comando de Procesos para procesos y operaciones automatizadas o Flujos Indeterminados generados desde el Editor de Flujo de Trabajo Indeterminado.

Contiene un grupo de variables que pueden ser utilizadas en flujos de trabajo.

### Tab de Windows

Lista cada ventana y sus configuraciones. Puede ser guardada o borrada.

Se inserta una nueva ventana desde el menú de Windows





## Configuraciones y Unidades de Proyecto

Petrel is not geodetically and units aware.  
Geodetic metadata are entered when making the project

### 1. Información del Proyecto

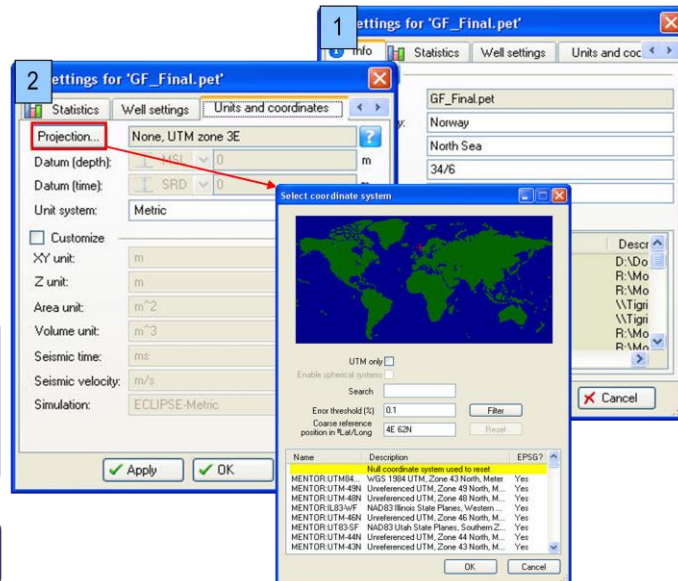
Vaya a las configuración de Proyecto debajo del Menú de Proyecto: Incorpore tipeando, la **zona UTM, Proyección y Datos** para el proyecto (estrictamente informativo)

**Nota:** Al Importar datos desde Open Spirit, asegúrese de que la configuración de Proyecto coincida con la del otro repositorio de datos

### 2. Unidades

Seleccione un **Sistema Estandar de Unidad de Proyecto (Project Unit System)** desde el menú en cascada (por ejemplo: Métric o Field), o conmute **Customizar (Customize)** para configurar unidades desde un sistema de unidades mixtas

**Nota:** No hay conversión de unidad dentro de Petrel; debe realizarse por adquisición.



## Sistema de configuración

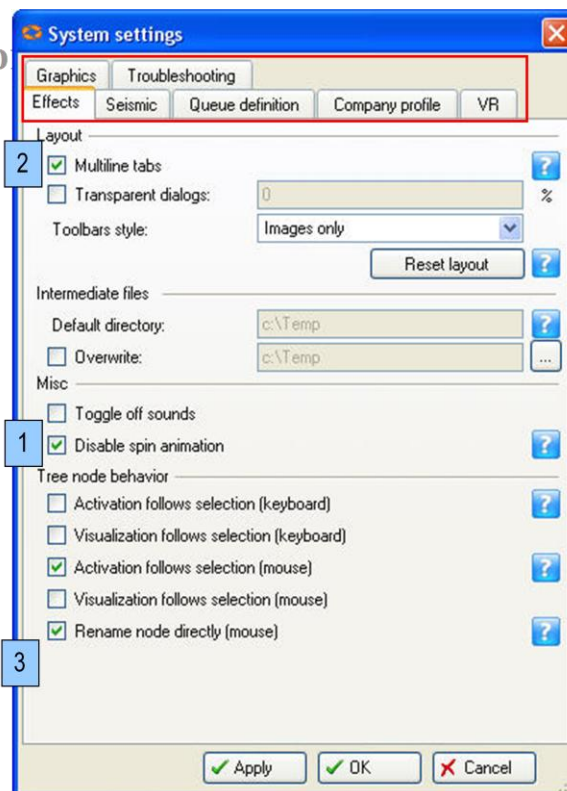
**1. Animación giratoria.** Para apagar la animación en una ventana desplegada, Abra **menuTools > System Settings > Effects tab**

### 2. Pestaña multi -línea

Haga que Petrel visualice las pestañas en la ventana de dialogo como una pestaña multi -línea junto con todos las pestañas en una línea.

### 3. Renombrar directamente (mouse)

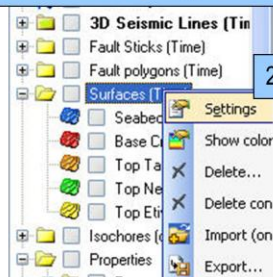
Es posible renombrar objetos, carpetas y otros ítems en el panel del explorador con solo hacer click en el ítem de interes.



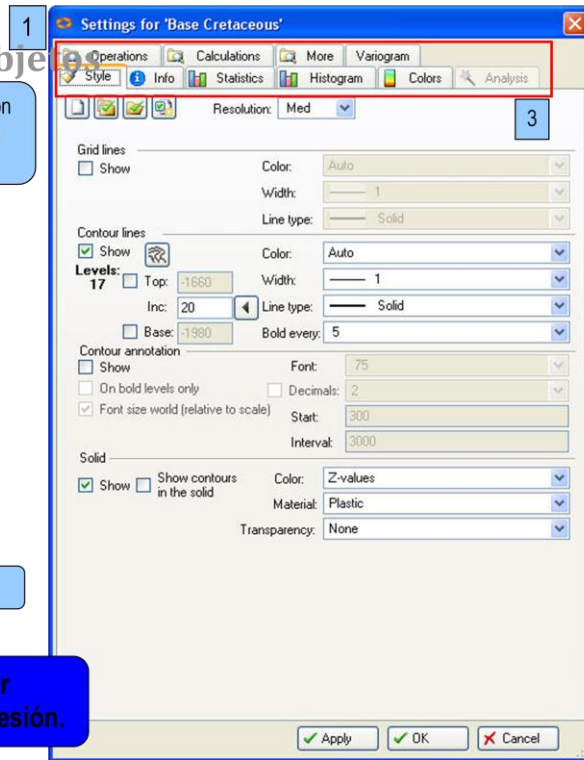
## Diálogos de ajuste de objetos

1. Cada objeto tiene una ventana de configuración que permite ajustar los parámetros y visualizar la información acerca del objeto.

2. Acceso a la ventana de configuraciones



3. Pestaña de parámetros y características



Las ventanas seteadas pueden estar abiertas todo el tiempo durante la sesión.

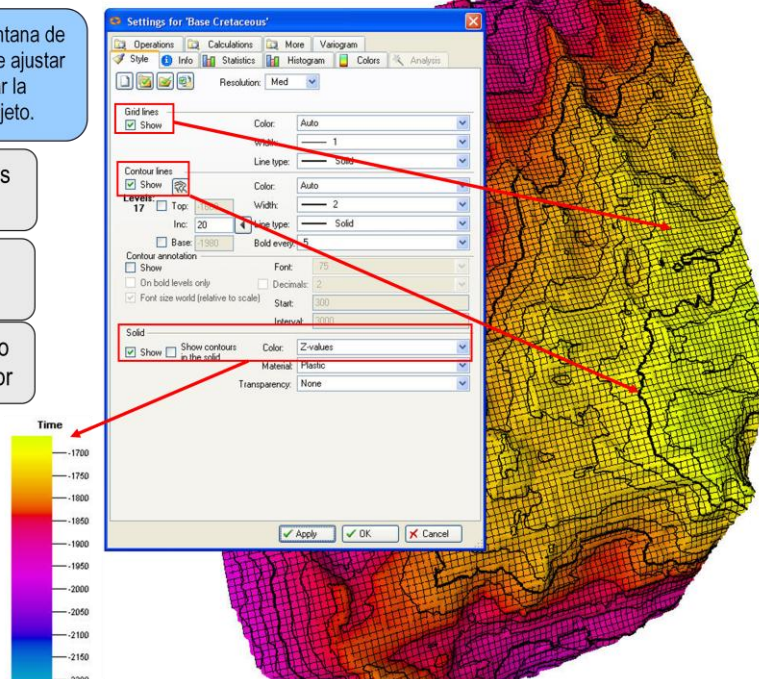
## Customizacion de Objetos – Estilo pestaña

Cada objeto tiene una ventana de Configuración que permite ajustar los parámetros y visualizar la información acerca del objeto.

Apagar o encender las líneas del grid

Líneas de Contornos

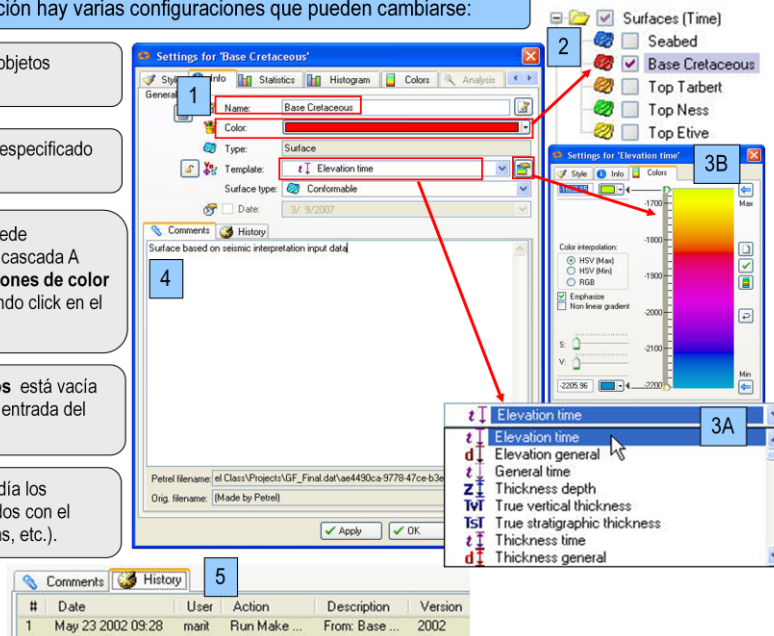
Relleno de color



## Configuraciones de Objeto – Tab de Información

En la Pestaña de información hay varias configuraciones que pueden cambiarse:

1. **Renombre (en Name)** los objetos tipeando un nuevo nombre.
2. El **Color** se refiere al color especificado del objeto.
3. La **Plantilla (Template)** puede cambiarse desde el menú en cascada A mientras que las **configuraciones de color** pueden ser cambiadas haciendo click en el icono B
4. La Pestaña de **Comentarios** está vacía por omisión; diseñada para la entrada del usuario.
5. El **tab History** mantiene al día los principales eventos relacionados con el objeto (ej.: operaciones, fechas, etc.).



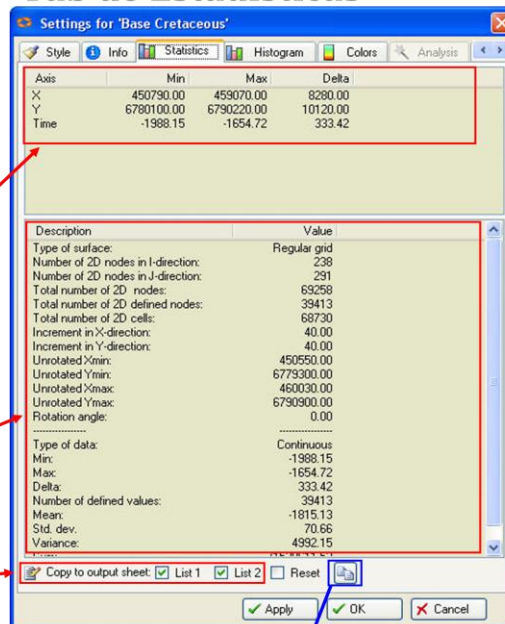
## Configuraciones de Objeto – Tab de Estadísticas

La estadística para cada ítem puede controlarse bajo el Tab de Estadísticas (Statistics)

**Lista 1**  
Describe las coordenadas X, Y, Z; siendo Z la profundidad o el tiempo. Si un atributo está disponible también aparecerá.

**Lista 2**  
Describe diferentes valores e información relacionados con el objeto.

Una o ambas listas pueden copiarse a una hoja de salida. Seleccione una de las listas (ej. Lista 1) y haga click en el icono de salida. Los contenidos de la lista se escribirán en una ventana de salida.



	A	B	C	D
1	Statistics for Base Cretaceous			
2				
3	Axis	Min	Max	Delta
4	X	450790.00	459070.00	8280.00
5	Y	6780100.00	6790220.00	10120.00
6	Time	-1988.15	-1654.72	333.42

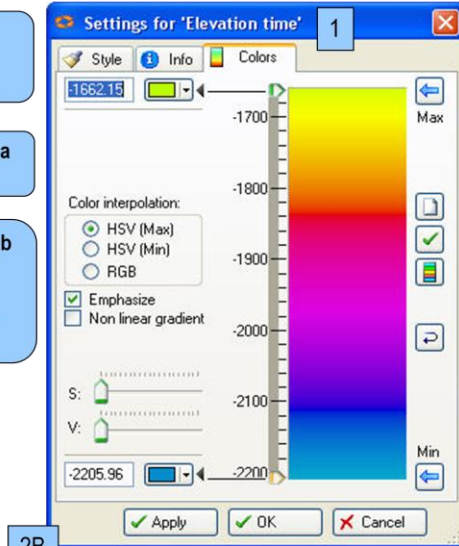
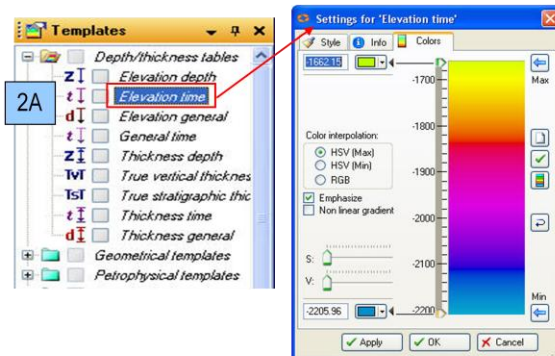


## Configuración del objeto – Tab de Colores (Plantillas)

Los colores están relacionados con las plantillas de la tabla de plantillas. Estos pueden ser: Registros, Profundidad, Propiedades (continuas o discontinuas) etc.

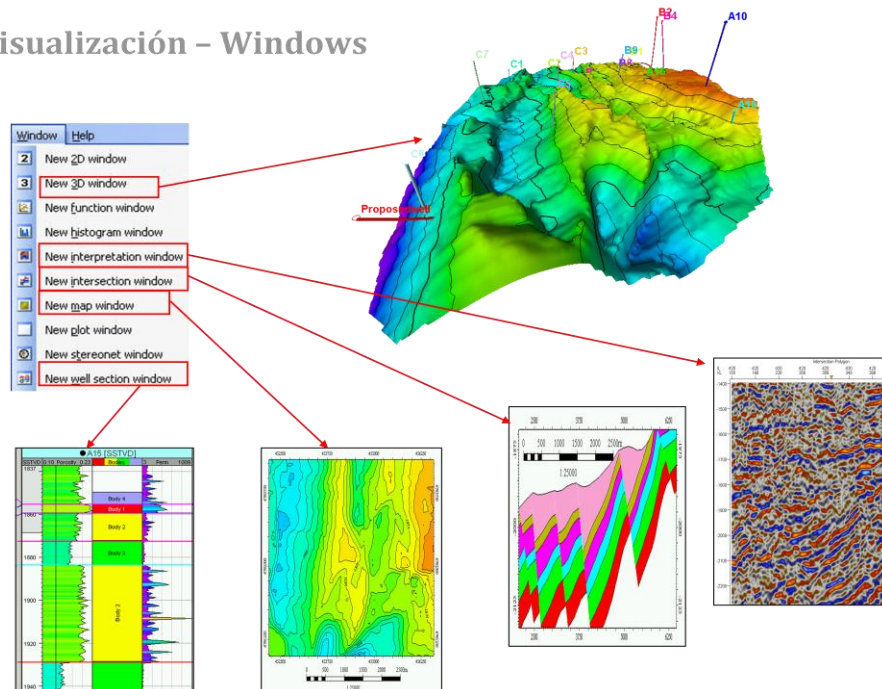
1. El tab de colores muestra los colores basándose en la plantilla seleccionada, cuando el objeto fue importado o generado.

2. La plantilla de colores está ligada a la misma plantilla en el tab de plantillas (Templates)A; cualquier edición realizada aquí, afectará a la plantilla general, a menos que el bloqueo (Tab de Información) para un objeto específico se encuentre activo!(B).

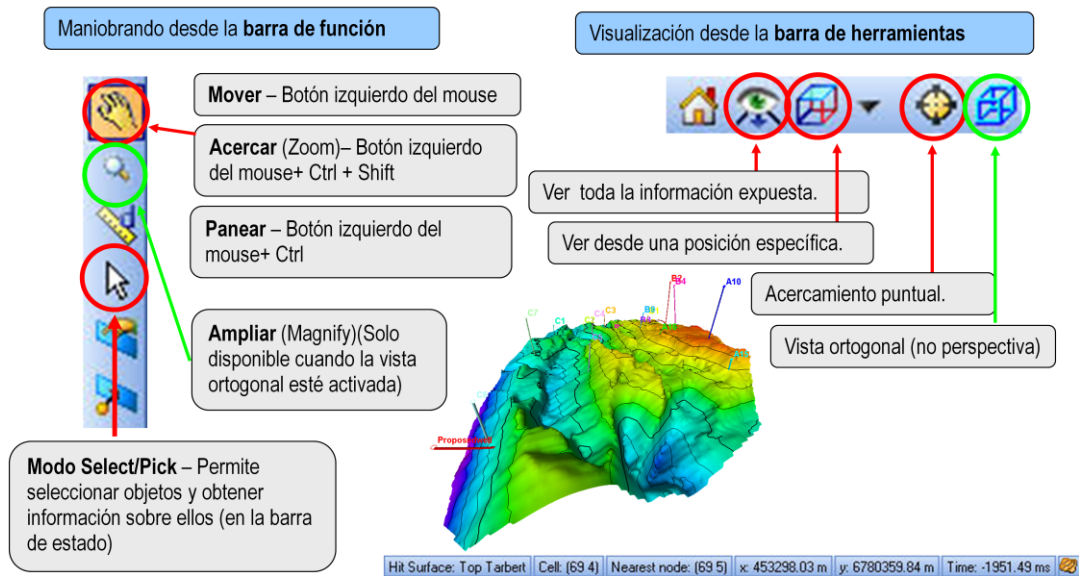


Nota: La plantilla se encontrará bloqueada cuando el icono de bloqueo esté activado

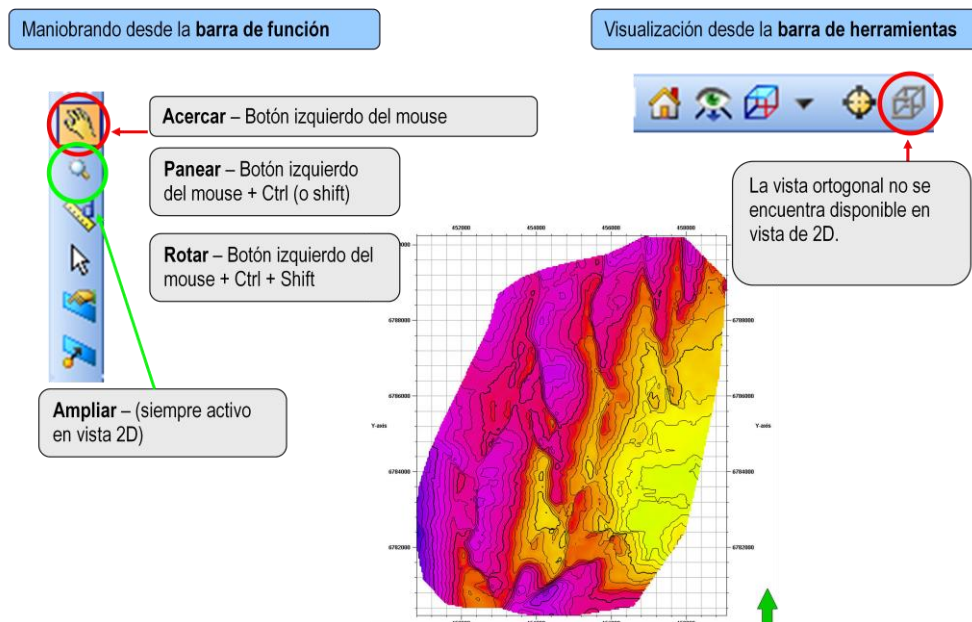
## Visualización – Windows



## Visualización – Ventana de exhibición en 3D



## Visualización – Ventana de exhibición en 2D



## Visualización – Casillas de Clicks.

**Casillas cuadradas grises** – Se activan cuando se seleccionan objetos a visualizar en ventanas (activas o inactivas dependiendo del tipo de ventanas). Pueden visualizarse simultáneamente varios objetos en una carpeta.

**Casillas circulares grises** – Puede seleccionar sólo una por vez desde una carpeta simple.

**Casillas cuadradas amarillas** – Estas son Filtros (no objetos) y pueden utilizarse para filtrar diferentes partes de una cuadrícula en 3D (ej.: Zonas)

**Nota** – Seleccionar las casillas "Amarillas" en la carpeta de Registros Globales de pozo, no tendrá efecto a menos que se seleccione un pozo con el mismo registro.

## Botones de ayuda

Muchos procesos en Petrel poseen pequeños **botones de ayuda** (botones azules con signos de pregunta(?))

Cada Botón de ayuda está relacionado con un tópico/algorithm/configuración y se describe más detalladamente, a veces con imágenes explicativas

Utilice los botones de ayuda para información rápida ; puede encontrarse más información en el manual Online (próxima diapositiva)

**Minimum cell thickness**

☐ Minimum cell thickness

☐ Use neighboring cells

**Other settings** ?

☐ Normal smoothing iteration

☐ Iconize temporarily ob

**Minimum cell thickness**

This option will collapse all thin cell (measured along pillar) to zero thickness and make inactive based on the minimum cell thickness parameter you have specified.

**Use neighboring cells**

This option will include the minimum cell thickness also for the neighboring cells to the edge of the zone. When using this option, you must specify which direction the algorithm should go. 'Auto' means the same direction as the building direction.

**Do not use minimum cell thickness.**

**Use minimum cell thickness, start from the base horizon.**

**Use minimum cell thickness, start from the top horizon.**

## **8. Conclusiones y perspectivas**

Que la presentación del presente trabajo se plantean las siguientes conclusiones y perspectivas:

1. Que la decisión técnica de la identificación del lote, realizada mediante los prospectos determinados por los estudios geofísicos, logran la correcta ubicación de los instrumentos y equipamiento, en los horarios convenientes excluidos de interferencias de señales no deseados, hacen posible que el método de prospección sísmica logre la obtención de señales inducidas configurando los datos y la obtención de resultados.
2. En el caso de presentarse interferencias no deseadas en el análisis de datos del computador de campo que utiliza un software de calificación inmediata, se decide la repetición de la traza sísmica, sin modificar la distribución del equipamiento y los accesorios
3. En el lote se realiza un enmallado de las trazas sísmicas paralela de alrededor de 2 km separadas a distancia entre 3 a 5 km
4. Establecidas las áreas de interés se recomienda una campaña sísmica en 2D. Para una confirmación exacta de los hidrocarburos, se recomienda una pasada sísmica en 3D.
5. El método de prospección sísmica es el recomendable a utilizar en zonas de selva como Madre de Dios, sin embargo existen otros métodos como Gravimétrico y Electromagnético
6. Tener presente que la relación físico-empresa ira expandiéndose a medida que nosotros demostremos que somos capaces de proporcionar una excelente calidad en la toma de datos
7. Los físicos tienen la opción de incursionar en los análisis de prospección sísmica, por ejemplo los físicos del área del estado sólido son necesarios para la interpretación de los perfiles eléctricos los cuales son muy solicitados por las empresas de hidrocarburos.

## 9. BIBLIOGRAFIA

- [1] CANTOS, J. Tratado de geofísica aplicada. Madrid. *s.p.i.* 1973. 520 p.
- [2] MASUDA, H. Seismic refraction analysis for engineering study: Revised edition. Oyo technical note. TN-10. Tokyo. 1981. 40p.
- [3] GETTYS, W, F. KELLER, M. SKOVE. Física: Clásica y moderna. Editorial McGrawhill: New York, 1991. 1240 p.
- [4] BRICEÑO & CUELLAR. Ensayos de reflexión y refracción sísmica. Curso. Interconexión Eléctrica S. A. / ISA e Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras / INGEOMINAS. Febrero 8 al 18 de 1990. Ingeominas: Bogotá, 1991. 107 p.
- [5] SALEM, H. S. Poisson's ratio and the porosity of surface soils and shallow sediments, determined from seismic compressional and shear wave velocities. En: Geotechnique, Vol. 50, No. 4. (2000); p. 461-463.
- [6] PICKERING, D. J. Anisotropic elastic parameters for soil. En : Geotechnique. Vol. 20. (1970); p. 271-276.
- [7] SARRIA, A. Métodos geofísicos con aplicaciones a la Ingeniería Civil. Ediciones Uniandes: Bogotá, 1996. 371 p.
- [8] Ozdogan Yilmaz, Seismic Data Processing, 1994
- [9] Mamdouh R. Gadallah, Reservoir Seismology, 1994
- [10] Hugo Rivera Mantilla, Texto UNMSM: Geología General, 2005
- [11] Eugene Hecht, Optica, Addison Wesley 2008

- [12] Francisco Cutolo, Geología del Petróleo-Petroperu, Informe 1976
- [13] Kamal C. Jain – Rui J. P. deFigueiredo, Concepts and Techniques in Oil and Gas Exploration, Monografía 1990
- [14] Fernando Carreño – Miguel Angel Anton, Optica Fisica, 2001
- [15] Tracy Stark, Oil Review (SLB), Geophysics Interpretation, Julio 1994
- [16] Alexander E. Yudin, Oil Review (SLB), Sismicidad en el campo petrolero, julio 2000
- [17] Chip Corbett, Oil Review (SLB), Seismic Tools for Reservoir Management, agosto 1995
- (18) Lay & Wallace, Modern Global Seismology